



TUGAS AKHIR - TF 141581

**OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA  
WATER ALTERNATING GAS (WAG) *FLOODING*  
ENHANCED OIL RECOVERY**

NURFADILAH  
NRP. 02311645000035

Dosen Pembimbing  
Totok Ruki Biyanto, Ph.D  
AP. Dr. Sonny Irawan

DEPARTEMEN TEKNIK FISIKA  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018



*FINAL PROJECT - TF 141581*

***OPTIMIZATION OF CRUDE OIL PRODUCTION ON  
WATER ALTERNATING GAS (WAG) FLOODING  
ENHANCED OIL RECOVERY***

*NURFADILAH  
NRP. 02311645000035*

*Supervisor  
Totok Ruki Biyanto, Ph.D  
AP. Dr. Sonny Irawan*

***DEPARTMENT OF ENGINEERING PHYSICS  
Fakulty of Industrial Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018***

## **PERNYATAAN BEBAS PLAGIASME**

Saya yang bertanda tangan di bawah ini

Nama : Nurfadilah  
NRP : 02311645000035  
Jurusan/ Prodi : Teknik Fisika/ S1 Teknik Fisika  
Fakultas : Fakultas Teknologi Industri  
Perguruan Tinggi : Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Dengan ini menyatakan bahwa Tugas Akhir dengan judul “Optimisasi Peningkatan Produksi Minyak Pada *Water Alternating Gas (WAG) Flooding Enhanced Oil Recovery*” adalah benar karya saya sendiri dan bukan plagiat pada karya orang lain. Apabila di kemudian hari terbukti terdapat plagiat pada Tugas Akhir ini, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Surabaya, 24 Juli 2018  
Yang membuat pernyataan,



Nurfadilah  
NRP.02311645000035

# LEMBAR PENGESAHAN I

## TUGAS AKHIR

### OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA *WATER ALTERNATING GAS (WAG) FLOODING* *ENHANCED OIL RECOVERY*

Oleh:

Nurfadilah

NRP. 02311645000035

Surabaya, 24 Juli 2018

Menyetujui,

Dosen Pembimbing I



Totok Ruki Biyanto, Ph.D

NIPN. 19710702 199802 1 001

Dosen Pembimbing II



AP. Dr. Sonny Irawan

No ID 127604

Mengetahui,  
Kepala Departemen Teknik Fisika FTI-ITS



Agus Muhammad Hatta, S.T., M.Si, Ph.D

NIPN. 19780902 200312 1 002

**LEMBAR PENGESAHAN II**  
**OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK**  
**PADA *WATER ALTERNATING GAS (WAG) FLOODING***  
***ENHANCED OIL RECOVERY***






**TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada  
Bidang Studi Rekayasa Instrumentasi  
Program Studi S-1 Departemen Teknik Fisika  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**NURFADILAH**  
**NRP. 02311645000035**

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

1. Totok Ruki Biyanto, Ph.D      (Pembimbing I)
2. AP. Dr. Sonny Irawan      (Pembimbing II)
3. Ir. Matradji, M.Sc      ..... (Ketua Penguji)
4. Hendra Cordova, S.T, M.T      ..... (Penguji 1)
5. Prof. Dr. Ir. Sekartedjo, M.Sc      ..... (Penguji 2)

**SURABAYA**  
**Juli, 2018**

**OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK  
PADA WATER ALTERNATING GAS (WAG) FLOODING  
ENHANCED OIL RECOVERY**

**Nama Mahasiswa** : Nurfadilah  
**NRP** : 02311645000035  
**Departemen** : Teknik Fisika FTI-ITS  
**Dosen Pembimbing** : Totok Ruki Biyanto, PhD  
AP. Dr. Sonny Irawan

**Abstrak**

Hidrokarbon yang dihasilkan dari bawah tanah umumnya dapat dieksplorasi melalui 3 fase yaitu primer, sekunder, dan tersier. Fase tersier dikenal dengan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) melibatkan berbagai metode *recovery* minyak yang canggih untuk meningkatkan aliran minyak di dalam reservoir. EOR menggunakan metode injeksi air dan CO<sub>2</sub>, dikenal dengan *Water Alternating Gas* (WAG), merupakan salah satu metode yang efektif dengan cara menyuntikkan gas dan air secara bergantian ke dalam sumur injeksi. Salah satu keuntungan melibatkan injeksi CO<sub>2</sub> ke dalam reservoir yaitu untuk mengurangi jumlah kadar CO<sub>2</sub> di atmosfer dan CO<sub>2</sub> memiliki densitas yang rendah sehingga mampu mendesak minyak untuk keluar dari rongga-rongga batuan. Namun, harga CO<sub>2</sub> sangatlah mahal. Oleh karena itu, metode ini dikombinasikan dengan air. Selain untuk menekan biaya produksi, air juga berfungsi untuk menambah gaya dorong minyak menuju sumur produksi. Telah dilakukan optimasi WAG menggunakan *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO) dengan variabel yang dioptimisasi yaitu laju alir massa fluida injeksi, tekanan injeksi dan temperatur injeksi dengan pertimbangan biaya yang dikeluarkan minimum dan profit yang dihasilkan semaksimal mungkin. Berdasarkan hasil optimisasi diperoleh hasil terbaik menggunakan PSO yang dapat menaikkan profit sebesar 58,60% yakni dari 24485,23 USD/hari menjadi 38830,88 USD/hari

**Kata kunci:** EOR, WAG, optimisasi, GA, PSO

**OPTIMIZATION OF CRUDE OIL PRODUCTION ON  
WATER ALTERNATING GAS (WAG) FLOODING  
ENHANCED OIL RECOVERY**

**Name** : Nurfadilah  
**NRP** : 02311645000035  
**Department** : Teknik Fisika FTI-ITS  
**Supervisor** : Totok Ruki Biyanto, PhD  
AP. Dr. Sonny Irawan

***Abstract***

*Hydrocarbons generated from underground can generally be explored through 3 phases of primary, secondary, and tertiary. The tertiary phase known as Enhanced Oil Recovery (EOR) involves a variety of advanced oil recovery methods to improve flow of oil in the reservoir. EOR uses the water injection method and CO<sub>2</sub>, known as Water Alternating Gas (WAG) is one of the effective methods by injecting gas and water alternately into injection wells. One of the advantages involving CO<sub>2</sub> injection into the reservoir is to reduce the amount of CO<sub>2</sub> in the atmosphere and CO<sub>2</sub> has a low density that can push the oil to get out of the rock. However, the price of CO<sub>2</sub> is very expensive. Therefore, this method is combined with water. Besides to reduce cost, water also serves to add oil thrust to production wells. Has been optimized WAG using Genetic Algorithm (GA) and Particle Swarm Optimization (PSO) with optimized variable that is the mass flow rate of injection fluid, injection pressure and injection temperature with consideration of minimum cost and maximum. Based on the results of optimization obtained the best results using PSO that can raise profit 58,60% from profit 24485,23 USD/day to 38840,88 USD/day*

***Keywords:*** EOR, WAG, optimization, GA, PSO

## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah S.W.T. karena rahmat dan hikmat-Nya sehingga penulis diberikan kesehatan, kemudahan, dan kelancaran dalam menyusun laporan tugas akhir ini. Tidak lupa juga penulis menyampaikan ucapan terima kasih kepada keluarga dan para sahabat. Oleh karena dukungan mereka, penulis mampu menyusun laporan tugas akhir yang berjudul:

### **“OPTIMISASI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA WATER ALTERNATING GAS (WAG) FLOODING-ENHANCED OIL RECOVERY”**

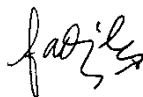
Tugas akhir ini merupakan salah satu persyaratan akademik yang harus dipenuhi dalam Program Studi S-1 Teknik Fisika FTI-ITS. Penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Seluruh keluarga penulis, Bapak, Ibuk, Lilik, Idol, Dafi, dan Embah yang telah memberikan dukungan penuh terhadap penyelesaian tugas akhir ini.
2. Totok Ruki Biyanto, Ph.D. selaku dosen pembimbing tugas akhir ini, yang selalu memberikan semangat, motivasi, dan ide-ide baru serta sangat sabar untuk membimbing penulis.
3. Agus Muhamad Hatta, ST, MSi, Ph.D. selaku ketua departemen Teknik Fisika ITS. Serta segenap Bapak/Ibu dosen pengajar di departemen Teknik Fisika - ITS.
4. Rekan-rekan Lintas Jalur 2016, arek-arek F48 dan warga Teknik Fisika - ITS, yang senantiasa memberikan motivasi dan perhatian.
5. Jerry Ardiyanto dan teman-teman seperjuangan TA yang telah memotivasi dan memberikan bantuan dalam penyelesaian laporan tugas akhir ini.



Penulis menyadari bahwa mungkin masih ada kekurangan dalam laporan ini, sehingga kritik dan saran penulis terima. Semoga laporan ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis dan pihak yang membacanya.

Surabaya, 24 Juli 2018

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'fabriz' with a stylized flourish at the end.

Penulis

## DAFTAR ISI

Halaman Judul .....	i
<i>Title of page</i> .....	ii
Pernyataan Bebas Plagiasme .....	iii
Lembar Pengesahan I .....	iv
Lembar Pengesahan II .....	v
Abstrak .....	vi
Abstract .....	vii
Kata Pengantar .....	viii
Daftar Isi .....	x
Daftar Gambar .....	xii
Daftar Tabel .....	xv
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	3
1.3 Tujuan .....	3
1.4 Lingkup Kerja .....	4
BAB II DASAR TEORI	
2.1 Eksplorasi Minyak Bumi .....	5
2.2 Enhanced Oil Recovery .....	6
2.2 <i>Water Alternating Gas (WAG)</i> .....	8
2.3 Metode Fanning .....	10
2.4 Metode Beggs-Brill .....	12
2.5 Dimensionless Number .....	14
2.5.1 <i>Reynold Number</i> .....	14
2.5.2 <i>Liquid Velocity Number</i> .....	15
2.5.3 <i>Gas Velocity Number</i> .....	16
2.5.4 <i>Permeabilitas</i> .....	16
2.5.5 Porositas .....	17
2.6 Hukum Darcy .....	18
2.7 Persamaan Kontinuitas .....	20
2.8 Pemodelan Transfer Panas pada <i>Injection</i> atau <i>Production Well</i> .....	21
2.9 Pemodelan Transfer Panas pada Reservoir .....	22

2.10 Teknik Optimisasi .....	23
2.10.1 <i>Genetic Algorithm</i> .....	23
2.10.2 <i>Particle Swarm Optimization</i> .....	27
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b>	
3.1 Penentuan Input <i>Water Alternating Gas Flood</i> <i>Operation</i> serta <i>Reservoir Formation Properties</i> .....	32
3.2 Formulasi Permasalahan atau Penentuan Fungsi Objektif .....	32
3.3 Pemodelan <i>Pressure Drop</i> dengan Persamaan Beggs- Brill, Fanning, dan Darcy .....	34
3.4 Validasi Model dengan PIPESIM dan COMSOL .....	34
3.5 Perhitungan Peningkatan Produksi minyak, biaya operasi injeksi, biaya pemisahan CO <sub>2</sub> , dan biaya pompa .....	34
3.6 Optimisasi Model dengan Genetic Algorithm .....	36
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b>	
4.1 Hasil Pemodelan Perubahan Tekanan pada Injection Well .....	37
4.2 Hasil Pemodelan Perubahan Tekanan pada Reservoir .....	41
4.3 Hasil Pemodelan Perubahan Tekanan pada <i>Production Well</i> .....	45
4.4 Hasil Perhitungan <i>Additional Recovery</i> , Peningkatan Produksi Minyak, Biaya Operasi Injeksi, Biaya Pemisahan CO <sub>2</sub> , dan Biaya Operasional Pompa .....	49
4.5 Analisis Sensitifitas .....	50
4.6 Hasil Optimisasi .....	53
<b>BAB V KESIMPULAN</b>	
5.1 Kesimpulan .....	57
5.2 Saran .....	58
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	
<b>LAMPIRAN</b>	
<b>BIODATA PENULIS</b>	

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Tahapan Oil Recovery .....	5
Gambar 2.2	Ilustrasi EOR dalam meningkatkan produksi minyak.....	6
Gambar 2.3	Mekanisme <i>Water Alternating Gas</i> .....	8
Gambar 2.4	Ilustrasi <i>water alternating gas</i> .....	10
Gambar 2.5	Aliran fluida yang mengalir melalui pipa Dengan variasi luas penampang .....	21
Gambar 2.6	Flowchart optimisasi menggunakan GA .....	25
Gambar 2.7	Mekanisme <i>crossover</i> .....	27
Gambar 2.8	Mekanisme mutasi .....	27
Gambar 2.9	Diagram Blok optimisasi menggunakan PSO.....	29
Gambar 3.1	Diagram alir tugas akhir.....	31
Gambar 4.1	Kurva perubahan tekanan kedalaman Sumur injeksi CO <sub>2</sub> dengan tekanan injeksi 1071 psi, laju aliran massa 0.3 kg/s, dan Temperatur 31 C .....	38
Gambar 4.2	Kurva rata-rata <i>error</i> perhitungan perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur injeksi CO <sub>2</sub> dengan tekanan injeksi 1071 psi, laju aliran massa 0.3 kg/s, dan temperatur injeksi 31 C .....	39
Gambar 4.3	Kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur injeksi air dengan tekanan injeksi 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s dan temperatur injeksi 25 C .....	40
Gambar 4.4	Kurva rata-rata <i>error</i> perhitungan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur injeksi air dengan tekanan injeksi air 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25 C .....	41
Gambar 4.5	Kurva perubahan tekanan terhadap jarak	

	dari sumur injeksi pada <i>reservoir</i> CO <sub>2</sub> +Oil dengan tekanan injeksi 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31 C.....	42
Gambar 4.6	Kurva rata-rata <i>error</i> perhitungan tekanan terhadap kedalaman sumur pada <i>reservoir</i> dengan tekanan injeksi CO <sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C.....	43
Gambar 4.7	Kurva perubahan tekanan jarak dari sumur Injeksi pada <i>reservoir</i> air+Oil dengan tekanan injeksi air 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25 C .....	44
Gambar 4.8	Kurva rata-rata <i>error</i> perhitungan tekanan terhadap kedalaman sumur pada <i>reservoir</i> dengan tekanan injeksi Air 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C .....	45
Gambar 4.9	Kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur produksi CO <sub>2</sub> + Oil dengan tekanan injeksi 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31 C .....	46
Gambar 4.10	Kurva rata-rata <i>error</i> perhitungan perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur produksi CO <sub>2</sub> +Oil dengan tekanan injeksi CO <sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C.....	47
Gambar 4.11	Kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur produksi air+Oil dengan tekanan injeksi air 1071 psi, laju aliran massa 0.3 kg/s, dan temperatur injeksi 25 C.....	48

Gambar 4.12	Kurva rata-rata <i>error</i> perhitungan perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur produksi Air+Oil dengan tekanan injeksi CO <sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C.....	48
Gambar 4.9	Kurva analisis sensitifitas perubahan laju Aliran massa injeksi fluida.....	50
Gambar 4.10	Kurva analisis sensitifitas perubahan Tekanan injeksi fluida.....	51
Gambar 4.11	Kurva analisis sensitifitas perubahan Temperatur injeksi CO <sub>2</sub> .....	52
Gambar 4.12	Kurva analisis sensitifitas perubahan Temperatur injeksi air .....	52
Gambar 4.13	Plot fitness terbaik dari setiap generasi GA .....	55
Gambar 4.14	Plot bestsol terbaik dari setiap generasi PSO .....	55

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Klasifikasi minyak bumi .....	8
Tabel 4.1	Parameter input untuk pemodelan pada sumur injeksi.....	37
Tabel 4.2	Tabel parameter input pemodelan tekanan Pada reservoir.....	41
Tabel 4.3	Perhitungan net profit water alternating gas Flood .....	50
Tabel 4.4	Parameter optimal pada WAG EOR.....	53
Tabel 4.5	Perhitungan net profit WAG EOR setelah dioptimisasi dengan GA .....	53
Tabel 4.6	Perhitungan net profit pada WAG EOR Setelah dioptimisasi dengan PSO .....	54
Tabel 4.7	Hasil net profit pada WAG <i>injection</i> <i>Operation</i> .....	54

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Kebutuhan minyak bumi setiap tahunnya semakin meningkat. Sedangkan sejak tahun 1990an produksi minyak mentah Indonesia telah mengalami penurunan yang berkelanjutan karena kurangnya eksplorasi dan investasi di sektor ini [1]. Oleh karena itu, diperlukan usaha untuk memaksimalkan eksplorasi minyak bumi dengan melakukan usaha tahap lanjut dalam memperoleh minyak bumi yaitu dengan *Enhanced Oil Recovery*. *Enhanced Oil Recovery* (EOR) adalah suatu metode yang digunakan untuk memperoleh lebih banyak minyak bumi setelah menurunnya proses produksi dari fase primer dan sekunder [2].

Sekilas mengenai eksplorasi minyak bumi, hidrokarbon (minyak bumi) yang dihasilkan dari bawah tanah umumnya dapat dieksplorasi melalui 3 fase yaitu fase primer, sekunder, dan tersier. Fase primer bergantung pada energi alami dari reservoir [3]. Minyak dipindahkan dari ruang berpori batuan ke dalam sumur produksi dengan tekanan alami dalam reservoir atau dengan adanya gaya kapiler yang dikombinasikan dengan teknik buatan (seperti pompa) untuk mengangkat minyak ke atas permukaan [4]. Setelah fase primer, produksi minyak mulai turun sejalan dengan penurunan tekanan alami, mengartikan fase ini telah masuk ke fase sekunder.

Fase sekunder adalah fase yang digunakan untuk membantu memulihkan energi alami dari reservoir, hal ini dilakukan dengan menyuntikkan fluida (biasanya air) ke dalam reservoir untuk memaksa minyak mengalir ke lubang sumur produksi menuju keatas permukaan [5]. Umumnya, tujuan utama dari fase sekunder adalah untuk meningkatkan efek menyapu minyak menuju sumur produksi sehingga



meningkatkan produktivitas eksplorasi minyak[6]. Setelah fase sekunder, kegiatan eksplorasi selanjutnya yaitu fase tersier.

Fase tersier dikenal sebagai *Enhanced Oil Recovery* (EOR) melibatkan berbagai metode recovery minyak yang canggih untuk meningkatkan aliran cairan di dalam reservoir. Dalam fase tersier, mengurangi viskositas cairan dan meningkatkan mobilitas minyak adalah tujuan lain untuk meningkatkan produktivitas minyak. Proses recovery pada fase tersier biasanya diterapkan untuk memulihkan sisa-sisa minyak di reservoir setelah fase primer dan sekunder [4]. Terdapat beberapa metode EOR yang telah dikembangkan dan diimplementasikan pada lapangan produksi, antara lain *thermal recovery*, *chemical flooding*, and *solvent flooding* [7]. Setiap metode memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing yang disesuaikan dengan karakteristik reservoir lapangan produksi. Mekanisme *thermal recovery* adalah dengan menginjeksikan uap kering kedalam sumur injeksi. *Chemical flooding* dilakukan untuk meningkatkan *volumetric sweep* dengan penurunan mobilitas. Sementara *gas miscible* atau *solvent flooding*, meningkatkan tekanan pada reservoir, menurunkan viskositas minyak, dan *oil swelling* [8]

EOR menggunakan metode injeksi air dan CO<sub>2</sub> atau dikenal dengan *Water Alternating Gas* (WAG) ini dilakukan dengan cara menyuntikkan gas dan air secara bergantian ke sumur injeksi. Salah satu keuntungan melibatkan injeksi CO<sub>2</sub> ke dalam reservoir maka telah mengurangi jumlah kadar CO<sub>2</sub> yang berada pada atmosfer dimana gas CO<sub>2</sub> merupakan salah satu penyebab terjadinya efek rumah kaca [9],[10],[11]. Tetapi, disisi lain harga CO<sub>2</sub> sangat mahal. Oleh karena itu, metode ini dikombinasikan dengan air. Dimana, air juga berfungsi untuk menambah gaya dorong minyak dan mempercepat mobilitas minyak untuk naik ke permukaan.

Dengan tugas akhir ini akan dilakukan optimisasi *water alternating gas flood operation* dengan variabel optimisasi berupa laju aliran massa fluida, tekanan injeksi fluida, dan temperatur fluida air dan gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan pada *injection well*, dengan mempertimbangkan biaya. Hasil optimasi diharapkan mampu meningkatkan keuntungan (profit) dan juga produksi minyak mentah.

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas, maka permasalahan yang diambil dalam tugas akhir ini yaitu :

1. Bagaimana memodelkan *water alternating gas (WAG) flood operation enhanced oil recovery (EOR)* mulai dari *injection well* hingga *production well* ?
2. Bagaimana mengoptimalkan produksi minyak pada *WAG flood operation EOR* menggunakan teknik optimisasi yang efektif?
3. Bagaimana hasil optimisasi pada *WAG flood operation EOR* ?

## 1.3 Tujuan

Adapun tujuan dilakukan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Memodelkan *water alternating gas (WAG) flood operation enhanced oil recovery* mulai dari *injection well* hingga *production well*.
2. Mengoptimalkan produksi minyak pada *WAG flood operation EOR* menggunakan teknik optimisasi yang efektif.
3. Mengetahui hasil optimisasi pada *WAG flood operation EOR*.

#### **1.4 Lingkup Kerja**

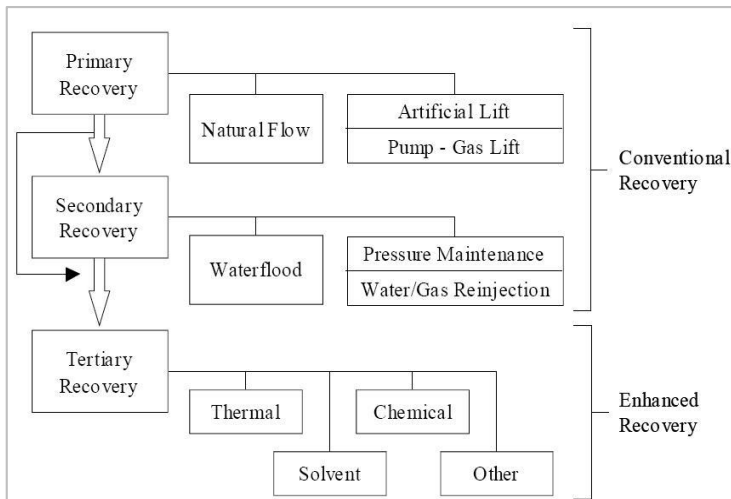
Lingkup kerja dalam tugas akhir ini adalah menentukan input *WAG flood operation* dan *reservoir formation properties*, melakukan pemodelan *pressure drop* berdasarkan persamaan *fanning* pada *injection well*, persamaan *darcy* pada *reservoir*, dan juga persamaan *Beggs-Brill* pada *production well*, hasil dari pemodelan ini kemudian divalidasi dengan *software* *PIPESIM*, dan *COMSOL Multiphysics*, dan dilakukan optimasi model menggunakan teknik optimasi *Genetic Algorithm* dan *Particle Swarm Optimization*.

## BAB II

### DASAR TEORI

#### 2.1 Eksplorasi Minyak Bumi

Ekplorasi minyak bumi dilakukan dengan tiga tahapan (fase) yaitu, fase primer, sekunder, dan tersier. Fase primer dilakukan pertama kali yaitu untuk memaksa minyak keluar menuju sumur produksi yang memanfaatkan energi alami dari reservoir. Pada fase ini tahapan proses *recovery* terjadi karena adanya energi drive alami yang terdapat dalam reservoir tanpa adanya perlakuan panas ataupun injeksi fluida. Sumber energi alaminya meliputi ekspansi batuan dan cairan, larutan gas, gas cap, dan drainase gravitasi [12]. Setelah itu dilakukan fase sekunder, yaitu dilakukan dengan menginjeksikan air untuk mempertahankan tekanan dalam reservoir akibat menurun di fase primer.

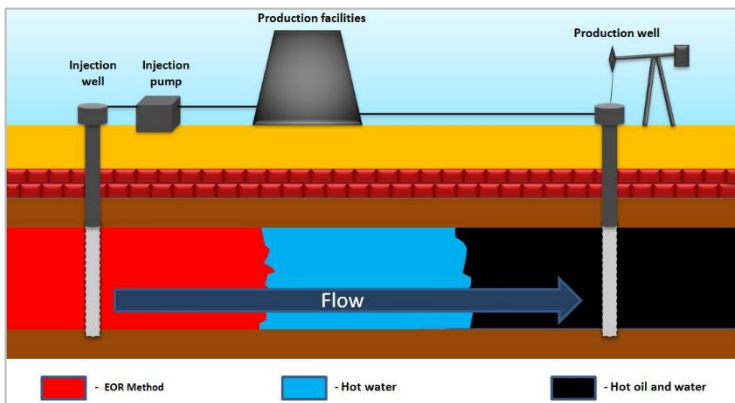


**Gambar 2. 1** Tahapan Oil Recovery

Tahapan yang ketiga yaitu fase tersier atau dikenal dengan *Enhanced Oil Recovery*, dilakukan agar dapat meningkatkan produksi minyak, diagram alir tahapan *oil recovery* pada Gambar 2.1.

## 2.2 *Enhanced Oil Recovery*

*Enhanced Oil Recovery* (EOR) adalah metode yang digunakan untuk memperoleh minyak dari reservoir dengan metode-metode canggih[11]. *Enhanced oil recovery* dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak, mengurangi viskositas minyak, dan memperbaiki aliran minyak. Ilustrasi dari EOR bisa meningkatkan produksi minyak adalah seperti pada Gambar 2.2 berikut.



**Gambar 2. 2** Ilustrasi EOR dalam meningkatkan produksi minyak.

Berdasarkan metode yang digunakan, EOR terbagi menjadi 3 macam, antara lain yang umum digunakan *thermal recovery*, *solvent/miscible flooding*, dan *chemical flooding*, serta beberapa metode dalam tahap pengembangan yaitu *microbial flood* dan *gravity drainager mining*. *Thermal recovery* menginjeksi panas ke dalam formasi batuan minyak

bumi, meliputi *steam flooding*, injeksi uap siklik, dan *in situ combustion*. Penggunaan jenis EOR ini cocok digunakan untuk klasifikasi jenis minyak berat.

*Solvent/miscible flooding* menginjeksi bahan terlarut ke formasi batuan. Baik itu bahan *miscible* maupun *immiscible*. Bahan *miscible* yang biasanya digunakan karbon dioksida, hidrokarbon, dan nitrogen.

*Chemical flooding* menginjeksikan air bercampur bahan kimia yang ditambahkan ke dalam formasi batuan, meliputi *surfactant flooding*, *polymer flooding*, dan *alkaline flooding* [11].

Pemilihan metode EOR dilakukan dengan memperhatikan 2 hal yaitu, karakteristik dari reservoir dan properties minyak yang terkandung dalam reservoir.

*Reservoir* adalah formasi batuan di bawah tanah yang mengandung akumulasi minyak dan gas bumi. Batuan *reservoir* umumnya terdiri dari batuan sedimen, yang berupa batu pasir, batuan karbonat, dan shale atau vulkanik. Karakteristik *reservoir* ditentukan oleh banyak hal salah satunya permeabilitas dan porositas (lihat Subbab 2.5.4 dan 2.5.5). Dimana karakteristik batuan *reservoir* ini akan mempengaruhi *properties* minyak bumi yang dikandung didalamnya.

Klasifikasi minyak bumi dapat ditentukan berdasarkan derajat API. Derajat API merupakan satuan yang digunakan untuk menyatakan berat atau ringannya minyak jika dibandingkan dengan berat jenis air. Hubungan berat jenis dengan derajat api adalah saling berkebalikan. Makin kecil berat jenis minyak bumi atau makin tinggi derajat APInya, makin berharga minyak bumi itu karena lebih banyak mengandung bensin. Tinggi rendahnya berat jenis minyak bumi juga berpengaruh pada viskositasnya. Pada umumnya semakin tinggi derajat API atau makin ringan minyak bumi tersebut, makin kecil viskositasnya. Tinggi rendahnya derajat API juga berpengaruh pada titik didih minyak bumi, jika

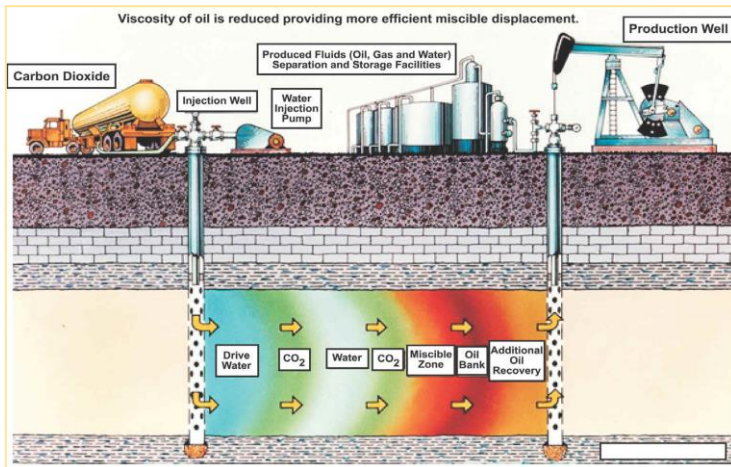
derajat API minyak bumi rendah, maka titik didihnya tinggi. Berdasarkan derajat API, minyak mentah diklasifikasikan menjadi 3 jenis yaitu seperti yang terlihat pada Tabel 2.1 berikut.

**Tabel 2.1** Klasifikasi minyak bumi

Klasifikasi	Deg API
Minyak Ringan ( <i>Light Oil</i> )	$\pm 40 - 50$
Minyak Sedang/menengah ( <i>Intermediate Oil</i> )	$\pm 15 - 40$
Minyak Berat ( <i>Heavy Oil</i> )	$\pm 9 - 15$

## 2.2 Water Alternating Gas (WAG)

Metode *water alternating gas* pertama kali diperkenalkan oleh Caudle dan Dynes pada tahun 1958 *Water alternating gas* (WAG) atau injeksi air bergantian dengan gas CO<sub>2</sub> merupakan salah satu metode dari banyak metode EOR yang disempurnakan.[13].



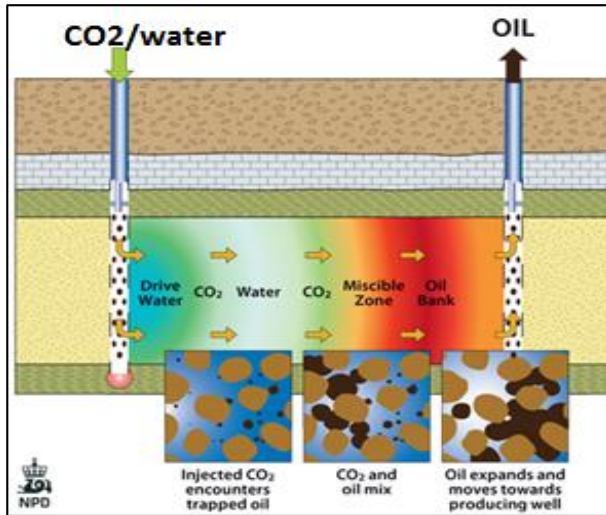
**Gambar 2. 3** Mekanisme *Water Alternating Gas*

Pada kasus ini adalah WAG EOR cocok digunakan karena karakteristik reservoir memiliki permeabilitas yang rendah dan properties minyak yang terkandung adalah jenis minyak ringan dan menengah yang memiliki nilai derajat API tinggi. Penggunaan CO<sub>2</sub> yang merupakan gas *miscible* (terlarut) membantu mengurangi viskositas minyak, karena CO<sub>2</sub> dapat terlarut sempurna bersama minyak sehingga dapat menaikkan volume minyak (*swelling*).

Penginjeksian CO<sub>2</sub> dilakukan hingga mencapai *production well*, agar terbentuk suatu jalur untuk menyapu sisa-sisa minyak yang terkandung dalam batuan reservoir menuju sumur produksi. Injeksi CO<sub>2</sub> pada kedalaman tertentu (lebih dari 800 m) dengan kondisi tekanan dan temperatur tertentu akan menyebabkan CO<sub>2</sub> bersifat superkritis. Yaitu mempunyai densitas antara 500-700 kg/m<sup>3</sup>. Densitas CO<sub>2</sub> ini lebih rendah dari densitas minyak sehingga dapat mengisi rongga-rongga pori batuan dalam reservoir. Lebih rendahnya densitas CO<sub>2</sub> ini menyebabkan terdesaknya minyak untuk keluar dari rongga-rongga pori batuan. Sehingga meningkatkan produksi minyak menuju *production well*. Namun, pada kenyataannya biaya pembelian dan injeksi CO<sub>2</sub> membutuhkan biaya yang sangat tinggi. Yaitu biaya proses pengeboran kerak bumi, biaya peralatan dan *handling*[14].

Metode injeksi gas CO<sub>2</sub> bergantian dengan air dilakukan untuk menekan biaya produksi dan meningkatkan produksi minyak. Pengadaan air cukup murah dan mudah diperoleh merupakan alasan utama pemilihan kombinasi air dengan CO<sub>2</sub>. Gas CO<sub>2</sub> mudah larut dalam minyak bumi namun sulit larut pada air. Menyebabkan bertambahnya berat kolom air dalam sumur injeksi, sehingga dapat menyapu minyak dan meningkatkan mobilitas minyak menuju *production well*. Dengan adanya air ini juga akan mengurangi besar tekanan injeksi yang perlu diberikan di permukaan.





**Gambar 2. 4** Ilustrasi *water alternating gas*

Baru-baru ini metode WAG telah dipelajari lebih lanjut di beberapa reservoir dengan kandungan minyak berat. Misalnya, di lapangan Kozluk di Turki dimana batuan reservoir bersifat karbonat dan API-nya adalah 12,6. Dalam proyek ini, metode WAG menyebabkan kenaikan tingkat *recovery* minyak sekitar 9% dari pada injeksi  $\text{CO}_2$  saja[15].

Alasan proses peningkatan *recovery* minyak dilakukan untuk mengurangi viskositas minyak, inflasi minyak bumi, dan pembatasan penguapan minyak bumi. Jika karakteristik reservoir cocok untuk injeksi gas, maka *miscibility* akan meningkat[16].

## 2.3 Metode Fanning

Untuk mengukur perbedaan tekanan pada sistem pipa yang dilalui oleh fluida satu fase, terdapat 3 komponen yang perlu diperhatikan yakni *Hydrostatic*, *frictional*, *kinetic*. Namun sering kali kinetik diabaikan karena tidak terlalu signifikan [10] .

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{HH} + \Delta P_f \quad (2.1)$$

Dengan kondisi fluida yang mengalir pada pipa adalah *single-phase flow*, gesekan yang terjadi antara fluida (gas maupun liquid) dengan pipa dapat disampaikan melalui persamaan Fanning [11]

$$\Delta P_f = \frac{2f\rho v^2 L}{144g_c D} \quad (2.2)$$

Untuk fluida dengan tipe turbulen (besar nilai  $Re > 4000$ ) maka *friction factor* didapatkan melalui persamaan Chen

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log_{10} \left[ 0.2698 \left( \frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \log_{10} \left\{ 0.3539 \left( \frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.6981}} \right\} \right] \quad (2.3)$$

- $\Delta P_f$  = perubahan tekanan gesekan (Pa)
- $f$  = faktor gesekan
- $L$  = panjang pipa (m)
- $D$  = diameter pipa (m)
- $\varepsilon$  = roughness
- $Re$  = Reynold number
- $v$  = laju massa (m/s)

Untuk komponen hydrostatic, akan berpengaruh jika terdapat perbedaan ketinggian antara inlet dan outlet. *Hydrostatic pressuredrop* dapat didefinisikan untuk pipa vertika sebagai berikut

$$\Delta P_{HH} = \frac{\rho g h}{144 g_c} \quad (2.4)$$

$\Delta P_{HH}$  = perubahan tekanan hidrostatik (Pa)

$\rho$  = mass jenis gas (kg/m<sup>3</sup>)

$g$  = percepatan gravitasi (m/s<sup>2</sup>)

$h$  = ketinggian (m)

$g_c$  = faktor gravitasi

Untuk fluida gas, besar densitas akan bervariasi berdasarkan tekanan. Sehingga untuk mempermudah perhitungan dilakukan pembagian segmen terhadap panjang pipa yang diukur.

## 2.4 Metode Beggs-Brill

Metode Beggs-Brill digunakan untuk mendapatkan persamaan gradien tekanan pada aliran multifase dengan analisis kesetimbangan energi, dan mengasumsikan tidak ada gaya eksternal dari atau terhadap fluida alir. Persamaan beggs-brill adalah sebagai berikut.

$$\frac{dp}{dz} = \left( \frac{\partial p}{\partial z} \right)_{friction} + \left( \frac{\partial p}{\partial z} \right)_{elevation} + \left( \frac{\partial p}{\partial z} \right)_{acceleration} \quad (2.5)$$

*Pressure Drop* pada aliran multifase terjadi karena adanya rugi gesekan atau *friction loss*, perbedaan elepasan atau perubahan energi potensial, dan akselerasi atau perubahan energi kinetik. Rugi akselerasi begitu kecil sehingga dapat diabaikan [13]

*Friction loss* terjadi karena adanya gesekan fluida dengan pipa. *Friction loss* juga dipengaruhi oleh pola aliran *segregated*, *intermediate*, dan *distributed*.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{friction} = \frac{f_{tp} \cdot G_m \cdot v_m}{2 \cdot g_c \cdot d} \quad (2.6)$$

*Elevation loss* adalah berkurangnya tekanan fluida dikarenakan fluida kehilangan tekanan hidrostatik dan dipengaruhi oleh densitas fluida serta tinggi kolom fluida. Menurut Beggs-Brill. *Pressure drop* bisa diprediksi dengan menghitung fraksi *holdup*. Fraksi cairan *holdup* adalah fraksi volume cairan di dalam suatu elemen dibandingkan terhadap volume keseluruhan elemen.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{elevation} = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \sin \theta \quad (2.7)$$

Pada penelitian ini, aliran yang digunakan adalah aliran pada pipa vertikal ke atas, sehingga sudut kemiringan  $\theta$  adalah 90. Maka dengan mensubstitusi ke persamaan sebelumnya, total *pressuredrop* dinyatakan dalam persamaan:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right) = \frac{f_{tp} \cdot G_m \cdot v_m}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \quad (2.8)$$

Dimana:

$f_{tp}$  = Faktor gesekan dua fase

$G_m$  = Laju flux massa campuran (kg/m<sup>2</sup>s)

$v_m$  = Kecepatan massa campuran (m/s)

$g_c$  = Faktor gravitasi

$d$  = Diameter aliran (m)

$g$  = Percepatan gravitasi (m/s<sup>2</sup>)

$\rho_L$  = Massa jenis liquid (kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_g$  = Massa jenis gas (kg/m<sup>3</sup>)

$H_L$  = Fraksi *holdup*

$\theta$  = Sudut kemiringan dari horizontal

## 2.5 Dimensionless Number

*Dimensionless number* adalah angka yang menunjukkan nilai sebuah besaran tanpa dimensi. *Dimensionless number* digunakan dalam tugas akhir ini untuk mensimulasikan fluida yang terjadi di dunia nyata ke dalam bentuk komputasi di dalam komputer. Beberapa *dimensionless number* yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah:

### 2.5.1. Reynold Number

*Reynold number* (Re) merupakan bilangan tak berdimensi yang merepresentasikan rasio antara gaya inersia dan gaya *viscous*.

$$Re = \frac{\text{Inertia Forces}}{\text{Viscous Forces}} \quad (2.9)$$

*Reynold number* sering digunakan untuk mempelajari analisis dimensi dari masalah dinamika fluida yang ada di dunia nyata. Selain itu, *reynold number* juga biasa digunakan untuk menentukan perbedaan aliran yang ada:

- *Laminar flow*, terjadi ketika *Reynolds number* dibawah 2000
- *Transition Flow*, terjadi ketika *Reynolds number* diantara 2000 dan 4000
- *Turbulent Flow*, terjadi ketika *Reynold number* diatas 4000.

*Reynold number* digunakan sebagai angka berbagai situasi dimana fluida yang bergerak dengan berbagai gaya di permukaan. Definisi ini secara umum termasuk pengaruh dari *density* dan *viscosity*, ditambah *velocity* dan karakteristik panjang atau karakteristik dimensi. *Reynold number* dinyatakan dalam Persamaan 2.10. Dengan *Reynold number* untuk aliran dua fasa, dinyatakan dalam Persamaan 2.11.

$$Re = \frac{\rho u L}{\mu} = \frac{u L}{\nu} \quad (2.10)$$

$$Re = \frac{(\rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)) v_m d}{\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)} \quad (2.11)$$

Dimana:

$Re$  = Reynold number

$\rho$  = Density (kg/m<sup>3</sup>)

$u$  = Velocity (m/s)

$L$  = Characteristic length (m)

$\mu$  = Dynamic viscosity (Kg/(m.s))

$\nu$  = Kinematic viscosity (m<sup>2</sup>/s)

$v_m$  = Kecepatan campuran (m/s)

### 2.5.2. Liquid Velocity Number

Liquid Velocity number ( $N_{LV}$ ) merupakan bilangan tak berdimensi yang dinyatakan dalam persamaan berikut (Beggs, 1973):

$$N_{LV} = V_{SL} \left( \frac{\rho_L}{g \sigma} \right)^{0.25} \quad (2.12)$$

Dimana:

$N_{LV}$  = Liquid velocity number

$V_{SL}$  = Superficial liquid velocity =  $q_L / A_p$

$\rho_L$  = Densitas zat cair (kg/m<sup>3</sup>)

$g$  = Percepatan gravitasi (m/s<sup>2</sup>)

$\sigma$  = Tegangan permukaan air

### 2.5.3. Gas Velocity Number

*Gas Velocity Number* ( $N_{gv}$ ) merupakan bilangan tak berdimensi yang dinyatakan dengan persamaan berikut (Beggs, 1973):

$$N_{gv} = V_{sg} \left( \frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{0.25} \quad (2.13)$$

Dimana:

$N_{gv}$  = Gas velocity number

$V_{sg}$  = Superficial gas velocity =  $q_g / A_p$

$\rho_L$  = Densitas zat cair ( $\text{kg/m}^3$ )

$g$  = Percepatan gravitasi ( $\text{m/s}^2$ )

$\sigma$  = Tegangan permukaan air

### 2.5.4. Permeabilitas

*Permeabilitas* adalah kemampuan medium berpori (seperti lapisan batuan pada *reservoir*) untuk menghantarkan fluida. Semakin besar nilai *permeabilitas*, semakin besar pula aliran fluida yang dapat dihantarkan melalui medium tersebut. Pada tahun 1856, Henry Darcy melakukan penelitian dan didapatkan hubungan

$$q \propto \Delta P$$

$$q \propto A$$

$$q \propto 1/L$$

Dimana:

$q$  = Laju volumetrik aliran fluida ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$\Delta P$  = Beda tekanan dari titik awal hingga titik akhir (psi)

$A$  = Luas area yang dilalui oleh fluida ( $\text{m}^2$ )

$L$  = Panjang medium yang dilalui (m)

Dari hubungan di atas didapatkan persamaan sebagai berikut:

$$q = \frac{cA\Delta P}{L} \quad (2.14)$$

Konstanta  $c$  didapatkan dari invers proporsional viskositas fluida yang digunakan. Oleh karena itu nilai  $c$  diganti dengan  $k/\mu$  sehingga persamaannya menjadi:

$$q = k \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (2.15)$$

Variabel  $\mu$  merupakan viskositas fluida. Konstanta  $k$  merupakan nilai permeabilitas dari medium dengan dimensi  $\text{cm}^2$ . Karena tidak ada batuan yang memiliki nilai permeabilitas sebesar  $1 \text{ cm}^2$ , maka dibuat suatu besaran baru yang dinamakan Darcy, dimana  $1 \text{ Darcy} = 9.869 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$ .

### 2.5.5 Porositas

Karakteristik penting dari tempat reservoir minyak pada formasi batuan adalah porositas. Untuk mengandung minyak dan gas formasi batuan tidak hanya harus memiliki pori, tapi pori-pori harus juga cukup besar dan saling terhubung agar minyak dan gas dapat bergerak melalui formasi batuan. Dengan kata lain, formasi batuan harus cukup berpori berkenaan dengan minyak bumi jika berfungsi sebagai reservoir minyak. Porositas didefinisikan sebagai rasio dari ruang pori untuk keseluruhan volume, dan pada umumnya dinyatakan dengan persen. Rumus dari persentase porositas adalah sebagai berikut

$$\text{percent porosity} = \frac{\text{pore volume}}{\text{bulk volume}} \times 100 \quad (2.16)$$

Rasio volume keseluruhan dari pori-pori dengan volume keseluruhan pada formasi batuan disebut sebagai absolute



porosity, sedangkan porositas yang biasa digunakan pada formasi batuan untuk dipelajari adalah rasio dari ruang pori yang saling berhubungan dengan volume keseluruhan, dan istilah ini dinamakan dengan effective porosity. Effective porosity dapat dihitung dengan mengukur proporsi atau perbandingan dari air raksa (mercury) atau gas yang memasuki formasi batuan pada tekanan spesifik, sebagai contoh pada 1000 lb/square inch. Porositas efektif tergantung kepada bagian dan kondisi dimana itu ditentukan [17].

Porositas pada batuan reservoir minyak sangat penting untuk menghitung kejenuhan minyak dan mengkarakterisasi reservoir minyak. Berikut ini merupakan rumus untuk menghitung porositas.

$$\phi = \left( 1 - \frac{\rho_r}{\rho_m} \times \frac{W_m}{W_r} \right) \times 100\% \quad (2.17)$$

dimana:

- $\phi$  = porositas dari batuan reservoir minyak (100%)
- $\rho_r$  = densitas batuan (g/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_m$  = densitas dari matriks mineral (g/cm<sup>3</sup>)
- $W_m$  = massa dari matriks mineral (g)
- $W_r$  = massa dari batuan (g)

## 2.6 Hukum Darcy

Hukum Darcy awalnya diperkenalkan sebagai hubungan empiris berdasarkan percobaan pada aliran dalam saringan vertikal pasir homogen, dan Persamaan (2.19) telah ditemukan dan bekerja dengan baik dengan berbagai media berpori alami dari pasir hingga batu granit. Di antara yang paling penting sifat materi tersebut adalah porositas dan luas permukaan spesifik  $S_0$  (yaitu luas permukaan pori dalam satuan volume pada material padat) yang sangat mempengaruhi permeabilitas.

Pada tahun 1997 Koponen menyimpulkan bahwa volume pori material dapat mencakup pori-pori yang tidak meresap dan

juga beberapa bagian yang tidak mengkonduksikan yang lain, yang harus mengurangi porositas geometris untuk porositas efektif. Biasanya, perbedaan antara dua porositas ini menjadi lebih jelas dekat ambang perkolasi, di mana media menjadi benar-benar diblokir. Angka Darcy adalah angka tak berdimensi (*dimensionless number*) yang digunakan dalam dinamika aliran melalui media berpori dan ditemukan dari bentuk diferensial dari Hukum Darcy [18].

$$D_a = \frac{K}{L^2} \quad (2.18)$$

dimana:

$K$  = Permeabilitas dari media ( $m^2$ )

$L$  = Panjang media (m)

Hukum Darcy menyatakan bahwa medan kecepatan (*velocity field*) ditentukan oleh gradien tekanan, viskositas fluida, dan struktur dari media berpori, persamaannya adalah sebagai berikut:

$$\mathbf{u} = -\frac{K}{\mu} \nabla p \quad (2.19)$$

dimana:

$\mathbf{u}$  = Kecepatan Darcy (m/s)

$K$  = Permeabilitas formasi batuan ( $m^2$ )

$\mu$  = Viskositas dinamik fluida (kg/m.s)

$p$  = Tekanan (Pa)

Sedangkan kombinasi antara hukum Darcy dan persamaan kontinuitas adalah sebagai berikut:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_p \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = Q_m \quad (2.20)$$

dimana:

$\rho$  = Densitas fluida ( $\text{kg/m}^3$ )

$\epsilon_p$  = Porositas (*dimensionless*)

$Q_m$  = Sumber massa ( $\text{kg/m}^3.\text{s}$ )

## 2.7 Persamaan Kontinuitas

Prinsip dari konservasi materi sering digunakan untuk menyelesaikan masalah yang berhubungan dengan aliran fluida. Ilustrasi prinsip ini dapat dilihat pada Gambar 2.2 . Karena fluida berpindah, misalkan dalam waktu step  $\delta t$ , fluida menduduki ruang XX' berpindah kepada ruang YY'. Jarak antara X dan Y adalah  $\delta x_1$  dan antara X' dan T' adalah  $\delta x_2$ . Luas penampang pada X adalah  $dA_1$ , dan pada X' adalah  $dA_2$ . Sengaja telah ditunjuk luas penampang berbeda pada ujung untuk menunjukkan penurunan akan berlaku dengan variasi seperti itu. Untuk material yang akan dikonversi, massa yang terkandung pada ruang XX' harus sama dengan di ruang YY'. Telah dicatat bahwa fluida yang terkandung pada ruang YY' adalah umum untuk keduanya, yaitu ruang awal dan akhir. Oleh karena itu, massa pada fluida di ruang XY harus sama dengan di ruang X'Y'. Oleh sebab itu,

$$\rho_1 A_1 \delta x_1 = \rho_2 A_2 \delta x_2 \quad (2.21)$$

dibagi dengan waktu step,  $\delta t$ ,

$$\rho_1 A_1 \frac{\delta x_1}{\delta t} = \rho_2 A_2 \frac{\delta x_2}{\delta t} \quad (2.22)$$

atau,

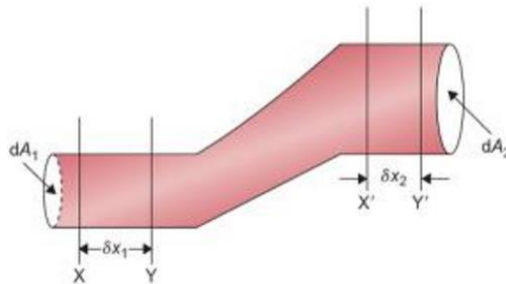
$$\rho_1 A_1 u_1 = \rho_2 A_2 u_2 \quad (2.23)$$

Persamaan kontinuitas dasar aliran massa maupun debit dapat dinyatakan sebagai persamaan berikut[19].

$$\rho Au = \dot{m} \quad (2.24)$$

Dimana

- $\rho$  = Massa jenis ( $\text{kg/m}^3$ )  
 $A$  = Luas penampang ( $\text{m}^2$ )  
 $u$  = Kecepatan rata-rata ( $\text{m/s}$ )  
 $\dot{m}$  = Laju aliran massa ( $\text{kg/s}$ )



**Gambar 2. 5** Aliran Fluida yang mengalir melalui pipa dengan variasi luas penampang[19]

## 2.8 Pemodelan Transfer Panas pada *Injection* atau *Production Well*

Pada injeksi  $\text{CO}_2$ , terjadi perpindahan panas ( $Q$ ) dari  $\text{CO}_2$  ke tubing di dalam sumur. Besarnya kalor yang hilang setiap satuan kedalaman, merupakan fungsi dari jari-jari tubing ( $r_{to}$ ), *Overall heat transfer coefficient* ( $U_{to}$ ), suhu uap ( $T$ ) dan suhu bautan diluar tubing ( $T_h$ ). Persamaan perpindahan panas ini dinyatakan seperti pada persamaan:

$$\frac{dQ}{dZ} = 2\pi r_{to} U_{to} (T - T_h) \quad (2.25)$$

## 2.9 Pemodelan Transfer Panas pada Reservoir

CO<sub>2</sub> yang telah diinjeksikan melalui *injection well* akan terdistribusi pada reservoir dengan properti PVT tertentu. Perpindahan panas dari CO<sub>2</sub> ke reservoir menggunakan persamaan kesetimbangan perpindahan panas yang dirumuskan sebagai berikut:

$$Q_1 = Q_2 + Q_{total\ losses} \quad (2.26)$$

Simbol Q adalah energi panas CO<sub>2</sub>, subskrip 1 menunjukkan keadaan awal CO<sub>2</sub>, dan subskrip 2 menunjukkan keadaan CO<sub>2</sub> setelah melalui reservoir. Sementara itu, nilai energi Q<sub>1</sub> dan Q<sub>2</sub> didapatkan dari persamaan:

$$Q_1 = m_{CO_2} C_{p1} T_1 \quad (2.27)$$

$$Q_2 = m_{CO_2} C_{p2} T_2 \quad (2.28)$$

Dimana m adalah massa CO<sub>2</sub>, Cp adalah kalor spesifik pada tekanan (P) dan suhu (T) tertentu. Terdapat sejumlah energi yang hilang selama perambatan CO<sub>2</sub> dari *injection well* sampai ke *production well* baik secara konduksi maupun konveksi. Energi yang hilang tersebut dapat diturunkan melalui persamaan berikut:

$$Q_{total\ losses} = \frac{T_1 - T_\infty}{R_{konduksi} + R_{konveksi}} \quad (2.29)$$

Nilai R merupakan hambatan panas yang dapat dihitung dengan persamaan:

$$R_{konduksi} = \frac{L_p}{k A_p} \quad (2.30)$$

$$R_{konveksi} = \frac{1}{h A_p} \quad (2.31)$$

Nilai  $h$  adalah *convective heat transfer coefficient* didapat dari persamaan *Nusselt number* yang dilambangkan dengan  $Nu$ . *Nusselt Number* dapat diturunkan dari nilai *Reynold number* ( $Re$ ) dan *Prandalt number* ( $Pr$ ).

$$Nu = \frac{0.255}{\phi} Re^{2/3} Pr^{1/3} = \frac{h L_p}{k} \quad (2.32)$$

## 2.10 Teknik Optimisasi

Teknik optimisasi adalah proses yang dilakukan untuk mencapai hasil yang optimum sesuai dengan fungsi objektif, yaitu dengan mencari dan memilih variabel input yang terbaik untuk menghasilkan output yang optimum. Teknik Optimisasi terbagi menjadi 2 jenis yaitu, stokastik dan deterministik. Teknik Optimisasi stokastik adalah teknik pencarian solusi dengan variabel-variabel random atau secara acak. Jenis-jenis algoritma stokastik yaitu genetic algorithm, particle swarm optimization, dualist algorithm, dan masih banyak lagi. Teknik optimisasi deterministik adalah teknik pencarian dengan menggunakan algoritma pemodelan matematika determinan atau penurunan persamaan dari plan.

### 2.10.1 Genetic Algorithm

Secara umum *Genetic Algorithm* (GA) merupakan teknik pencarian yang digunakan dalam komputasi untuk mencari solusi yang tepat atau perkiraan solusi untuk optimisasi dan masalah pencarian. *Genetic Algorithm* mengadaptasi teori evolusi seleksi alam dan genetika. Pencarian secara acak dilakukan dengan mengacu teori tadi untuk mendapatkan performansi yang lebih baik dari tiap individu hasil dari persilangan pada suatu generasi .

*Genetic algorithm* memiliki keunggulan-keunggulan dibandingkan dengan metode-metode *heuristic* yang lain, yaitu:

- *Genetic algorithm* menyelesaikan masalah dengan mengkodekan permasalahan menjadi kromosom, bukan dengan menyelesaikan permasalahan itu sendiri. Karena itu diperlukan pemodelan kromosom yang baik dan efektif yang dapat mewakili solusi dari permasalahan yang dihadapi.
- *Genetic algorithm* memulai prosesnya dengan sekumpulan *initial solutions*, berbeda dengan metaheuristic lain yang memulai proses dengan sebuah solusi tunggal, dan berlanjut ke solusi lainnya melalui suatu transisi. Karenanya GA melakukan pencarian *multi-directional* dalam *solution space*, yang memperkecil kemungkinan berhentinya pencarian pada kondisi lokal optimum.
- Hanya diperlukan sebuah fungsi evaluasi tunggal yang berbeda untuk tiap permasalahan.

Suatu *genetic algorithm* standar membutuhkan dua hal untuk didefinisikan, yaitu:

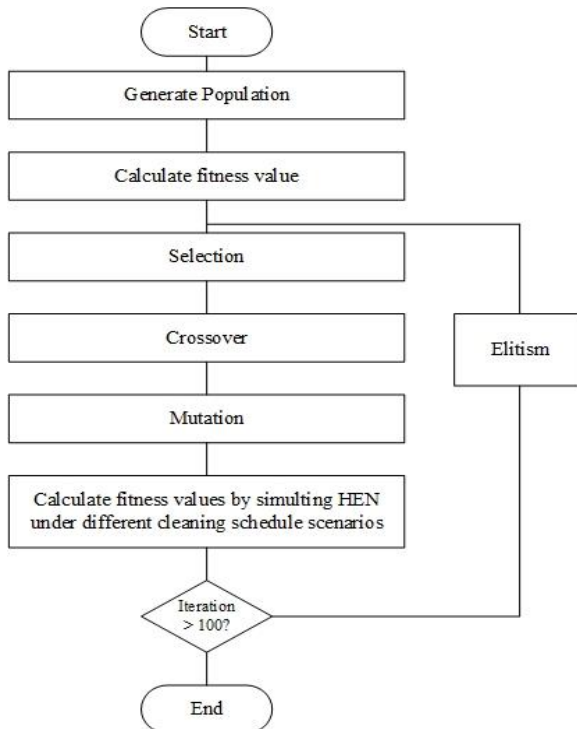
1. Sebuah *genetic representation* dari sebuah *solution domain* (domain solusi),
2. Sebuah *fitness function* untuk mengevaluasi sebuah domain solusi.

Representasi standar dari solusinya adalah sebuah *array of bits* (larik bit). Properti utama yang membuat representasi genetik ini baik adalah bagian-bagiannya yang bisa diakses dengan mudah karena ukuran yang pasti (*fixed*), yang memudahkan suatu operasi persilangan yang sederhana. Representasi panjang variabel juga digunakan disini, tetapi implementasi persilangan jauh lebih sulit pada kasus ini.

Fungsi penghitung nilai kecocokan (*fitness*) didefinisikan pada representasi *genetic* dan digunakan untuk mengukur kualitas (*quality*) pada solusi yang direpresentasikan. Fungsi penghitung ini selalu tergantung pada masalah yang ada (*problem dependent*).

Setelah memiliki representasi genetik dan sebuah fungsi untuk mencari nilai kecocokan (*fitness*) terdefinisi, maka *genetic algorithm* akan melanjutkan untuk membentuk suatu populasi acak, kemudian meningkatkannya melalui aplikasi yang berulang-ulang dari mutasi, persilangan, dan operator seleksi.

*Genetic algorithm* dapat dituliskan dalam berbagai bahasa pemrograman. Namun tahapan logika yang digunakan dalam GA adalah sama. Diagram alir optimasi menggunakan GA dapat dilihat pada Gambar 2.6.

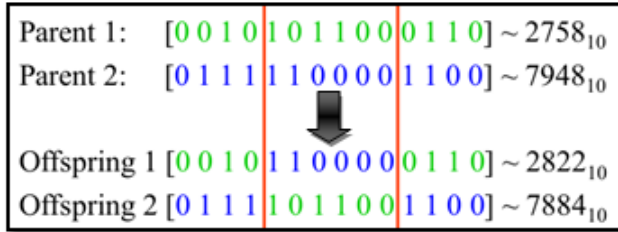


**Gambar 2. 6** Flowchart optimasi menggunakan GA[19]



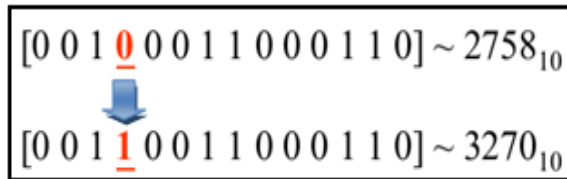
Berdasarkan flowchart HEN pada Gambar 2.6 tahapan optimisasi menggunakan GA adalah sebagai berikut[24].

1. Menentukan populasi GA yang terdiri dari 100 individu dengan jumlah bit random 55.
2. Menentukan *fitness* dari semua kromosom berdasarkan jumlah populasi menggunakan simulasi model HEN
3. Proses GA
  - a. Memilih pasangan kromosom orang tua dari populasi, kemungkinan dari proses pemilihan akan menjadi *fitness*. Proses pemilihan akan berulang, yang berarti bahwa kromosom yang sama dapat dipilih lebih dari satu kali untuk menjadi orang tua.
  - b. Kemungkinan persilangan  $P_c=0,7$  (Kemungkinan *crossover*/laju persilangan), persilangan pasangan terjadi secara *random*. Untuk kromosom yang tidak mengalami persilangan maka dia akan tetap.
  - c. Kemungkinan mutasi  $P_m=0,001$  (kemungkinan mutasi/laju mutasi).
4. Proses penggantian dilakukan dengan populasi saat ini dengan populasi yang baru.
5. Hitung *fitness* dari setiap kromosom pada populasi baru.
6. Mekanisme *elitishm* adalah secara otomatis mempertahankan 5% individu unggul dari populasi awal. Sedangkan populasi lainnya mengalami proses GA normal seperti point 3 diatas.
7. Selesai. Jika perubahan nilai *fitness* telah mencapai kondisi optimum menandakan bahwa proses optimisasi telah tercapai apabila tidak, maka kembali ke step 3 dengan 100 generasi populasi yang baru.



**Gambar 2. 7** Mekanisme *crossover* [20]

Ketika rekombinasi beroperasi terhadap dua atau lebih kromosom, mutasi lokal tetapi acak memodifikasi sebuah solusi. Dan juga akan terjadi bermacam-macam mutasi, tapi biasanya melibatkan satu atau lebih perubahan sifat individu. Mekanisme mutasi dapat dilihat pada Gambar 2.8, salah satu gen pada kromosom awal dimutasi sehingga menghasilkan kromosom baru.



**Gambar 2. 8** Mekanisme mutasi [20]

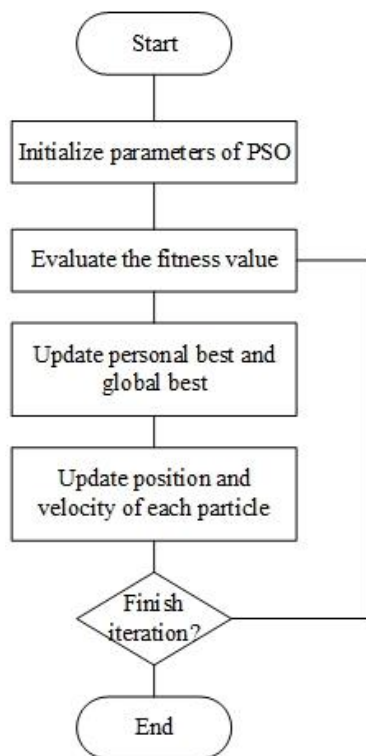
### 2.10.2 Particle Swarm Optimization

Algoritma *Particle Swarm Optimization* (PSO) adalah teknik optimasi berdasarkan populasi yang terinspirasi oleh perilaku sosial dari pergerakan burung atau ikan (bird flocking atau fish schooling). PSO sebagai alat optimasi menyediakan prosedur pencarian berbasis populasi dimana masing-masing individu yang disebut partikel mengubah posisi mereka terhadap waktu. Pada sistem PSO, masing-masing partikel terbang mengitari ruang pencarian multidimensional (*multidimensional search space*) dan menyesuaikan posisinya

berdasarkan pengalaman pribadinya dan pengalaman partikel di sebelahnya[21].

Dari penjelasan di atas dapat dikatakan bahwa algoritma PSO menggabungkan metode pencarian lokal (*local search*) dengan metode pencarian global (*global search*)[22]. Tiap partikel memiliki posisi dan kecepatan pada ruang pencarian yang berdimensi.

Inisialisasi algoritma PSO dimulai dengan menetapkan posisi awal partikel secara acak (solusi) dan kemudian mencari nilai optimal dengan memperbarui posisinya. Seperti yang telah dijelaskan di atas, setiap iterasi masing-masing partikel memperbarui posisinya mengikuti dua nilai terbaik, yaitu solusi terbaik yang telah didapat oleh masing-masing partikel (pbest) dan solusi terbaik pada populasi (gbest). Diagram alir optimasi menggunakan PSO dapat dilihat pada Gambar 2.9 berikut.

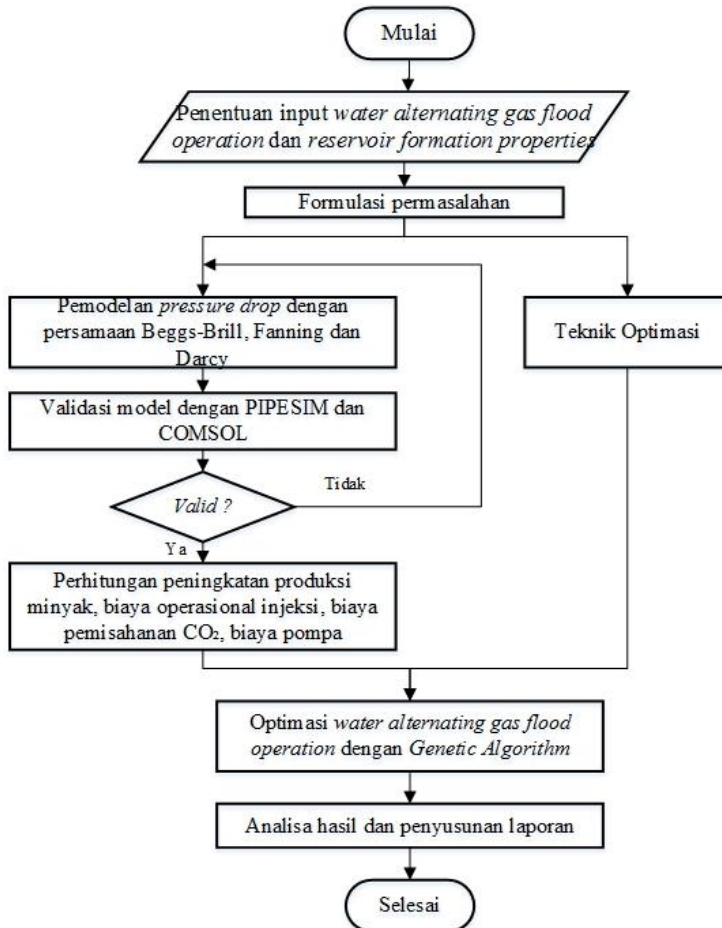


**Gambar 2.9** Diagram blok optimisasi menggunakan PSO

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

### BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Diagram alir dari penelitian ini ditunjukkan pada Gambar 3.1 berikut.



Gambar 3. 1 Diagram alir tugas akhir

### 3.1 Penentuan Input *Water Alternating Gas (WAG) Flood Operation*, dan *Reservoir Formation Properties*

Pada tugas akhir ini digunakan studi kasus kondisi WAG *flood operation* berdasarkan data dari Morrow County, Ohio, USA. Terdapat data kondisi laju injeksi 0.5 MMscf/day, kedalaman sumur 1067 m, suhu formasi batuan 87 F, tekanan minimum miscibility (MMP) 1087 psi, permeabilitas formasi batuan 18.1 mD, porositas formasi batuan 0.07 dan kandungan minyak 41 API. Ketebalan reservoir 10.4 m, jarak antara *injection well* dengan *production well* sejauh 100 m. Bentuk reservoir diasumsikan berbentuk silinder[23]. Pemilihan studi kasus ini sesuai dengan *oil field* yang sesuai untuk *water alternating gas-EOR* yakni yang memiliki kedalaman reservoir cukup dalam, permeabilitas yang rendah serta minyak yang ringan [3].

### 3.2 Formulasi Permasalahan atau Penentuan Fungsi Objektif

Fungsi objektif digunakan untuk menentukan tujuan dari optimasi *water alternating gas (WAG)* yang dilakukan. Tentunya, tujuan utama dari optimasi WAG *flood* adalah memaksimalkan laju produksi minyak pada *production well* dan untuk meningkatkan profit. Maksudnya, minyak yang dapat dihasilkan sebanding dengan jumlah air dan CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan ke dalam *injection well*. Terlebih, untuk jumlah CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan pada tekanan tertentu akan membutuhkan biaya yang mahal dan energi yang besar. Maka biaya produksi pun akan meningkat. Oleh karena itu dikombinasikan dengan injeksi air untuk menekan biaya produksi juga untuk memaksimalkan laju produksi minyak ke dalam *production well*. Jumlah air yang diinjeksikan ke dalam *injection well* pun akan diatur dengan tekanan tertentu. Selain itu diperlukan pula biaya untuk pemisahan CO<sub>2</sub> yang terkandung bersama minyak pada hasil *production well*. Maka dari itu, pemodelan biaya (profit) yang akan menjadi fungsi objektif yang akan di maksimalkan adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Profit} = & [\text{Pendapatan Minyak Mentah}] & (3.1) \\
 & - [\text{Biaya Pembelian CO}_2] \\
 & - [\text{Biaya Pembelian Air}] \\
 & - [\text{Biaya Pemisahan CO}_2] \\
 & - [\text{Biaya Operasional Kompresor untuk CO}_2] \\
 & - [\text{Biaya Operasional Pompa untuk Air}]
 \end{aligned}$$

dengan masing-masing variabel tersebut didapatkan dari persamaan berikut:

$$[\text{Pendapatan Minyak Mentah}] = \text{Laju produksi minyak} \times \text{Harga jual minyak} \quad (3.2)$$

$$[\text{Biaya Pembelian CO}_2] = \text{Laju Massa injeksi CO}_2 \text{ dalam sehari} \times \text{Harga CO}_2 \quad (3.3)$$

$$[\text{Biaya Pembelian Air}] = \text{Volume injeksi Air dalam sehari} \times \text{Harga Air} \quad (3.4)$$

$$[\text{Biaya Pemisahan CO}_2] = \text{Laju Massa injeksi CO}_2 \text{ dalam sehari} \times \text{Biaya pemisahan CO}_2 \quad (3.5)$$

$$[\text{Biaya Kompresor CO}_2] = \text{Daya Kompresor} \times \text{Lama Operasi} \times \text{Harga Listrik} \quad (3.6)$$

$$[\text{Biaya Pompa Air}] = \text{Daya Pompa} \times \text{Lama Operasi} \times \text{Harga Listrik} \quad (3.7)$$



### 3.3 Pemodelan *Pressure Drop* dengan Persamaan Beggs-Brill, Fanning, dan Darcy.

Pada WAG *flood*, injeksi air dan gas CO<sub>2</sub> akan mengalami perubahan tekanan, suhu serta disertai perubahan sifat dari fluida. Maka dilakukan penurunan rumus empiris untuk mengetahui perubahan serta dampak yang terjadi. Pemodelan *pressure drop* dilakukan dua kali yaitu untuk injeksi CO<sub>2</sub> dan injeksi air. Persamaan Beggs-Brill digunakan untuk pemodelan *pressure drop* saat injeksi CO<sub>2</sub> dan persamaan Fanning digunakan untuk pemodelan *pressure drop* saat injeksi air pada *injection well*, persamaan darcy pada *reservoir*, dan persamaan beggs-brill kembali pada *production well* untuk kedua fluida.

### 3.4 Validasi Model dengan PIPESIM dan COMSOL

Hasil pemodelan yang telah dilakukan diatas akan divalidasi dengan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak PIPESIM dan COMSOL dengan setpoint error sekecil-kecilnya. *Injection well* dan *production well* divalidasi dengan perangkat lunak PIPESIM yang dapat mensimulasikan fluida yang mengalir pada pipa. Sedangkan pada reservoir dibutuhkan validasi menggunakan perangkat lunak COMSOL untuk mensimulasikan reaksi yang terjadi dalam formasi batuan.

### 3.5 Perhitungan Peningkatan Produksi minyak, biaya operasional injeksi, biaya pemisahan CO<sub>2</sub>, dan biaya pompa

Estimasi jumlah *additional recovery* atau peningkatan jumlah minyak yang didapat dari sumur produksi digunakan untuk perhitungan laju produksi minyak menggunakan metode Koval untuk memprediksi perolehan minyak setelah dilakukan WAG *flood*ing. Dimana *fractional flow* dari CO<sub>2</sub> dan minyak dipengaruhi oleh rasio viskositas antara minyak dan CO<sub>2</sub> juga air.

Laju produksi minyak dihitung melalui nilai *additional recovery*, *cummulative production*, dan laju aliran massa dari

kedua fluida. Selain itu, besarnya volume *original oil in place* atau banyaknya minyak yang terdapat dalam *reservoir* dipertimbangkan dalam proses perhitungan laju produksi minyak. Dari hasil perhitungan laju produksi minyak dapat diperoleh nilai pendapatan yang merupakan perkalian antara laju produksi minyak terhadap harga jual minyak [18]. Perhitungan *oil recovery* dari injeksi CO<sub>2</sub> adalah sebagai berikut.

$$\text{Laju produksi minyak} = \frac{\text{Cum. oil recovery}}{t} \quad (3.8)$$

$$\text{Cum. oil recovery} = \frac{ROIP \times N_p}{ROIP} \quad (3.9)$$

$$t = \frac{Vol \text{ injeksi } CO_2}{ROIP} \quad (3.10)$$

$$ROIP = L \times A \times Porosity \quad (3.11)$$

$$N_p = \frac{\alpha + (F_i)_{BT}}{1 + \alpha} \quad (3.12)$$

$$(F_i)_{bt} = \sqrt{\frac{0.9}{(M + 1.1)}} \quad (3.13)$$

$$\alpha = \frac{1.6}{K^{0.61}} \left[ \frac{F_i - (F_i)_{bt}}{1 - (F_i)_{bt}} \right]^{(\frac{1.28}{K^{0.26}})} \quad (3.14)$$

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_s} \quad (3.15)$$

$$K = EHG \quad (3.16)$$

$$E = [0.78 + 0.22M^{1/4}]^4 \quad (3.17)$$

$$H = \left[ \frac{V_{DP}}{(1 - V_{DP})^{0.2}} \right]^{10} \quad (3.18)$$

$$G = 0.565 \log \left( \frac{t_h}{t_v} \right) + 0.87 \quad (3.19)$$

$$\frac{t_h}{t_v} = 2.571 k_v A \frac{\Delta \rho}{q_{gross} \mu_s} \quad (3.20)$$

dimana:

$N_p$  = Fraction of the displaceable residual oil in place recovered

$(F_i)_{bt}$  = HCPV of  $CO_2$  injected at the point at which  $CO_2$  reaches the production wells

$F_i$  = HCPV of  $CO_2$  injected

$M$  = Mobility ratio of the two fluids

$K$  = Koval factor

$E$  = Koval mobility factor

$H$  = Permeability heterogeneity factor

$G$  = Gravity segregation factor

$\mu_o$  = Viscosity of the oil (kg/m.s)

$\mu_s$  = Viscosity of  $CO_2$  (kg/m.s)

$V_{DP}$  = Dykstra-Parsons coefficient

$k_v$  = Reservoir permeability in the vertical direction ( $m^2$ )

$A$  = Pattern Area ( $m^2$ )

$q_{gross}$  = Gross injection rate of  $CO_2$  ( $m^3/s$ )

### 3.6 Optimasi Model

Untuk menentukan keadaan optimal WAG flood operation digunakan *genetic algorithm* (GA) dan *particle swarm optimization* (PSO). Terdapat 3 variabel yang dioptimasi, yaitu laju aliran massa injeksi ( $\dot{m}$ ), tekanan injeksi (P) dan temperatur injeksi (T) guna memaksimalkan profit.

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Hasil Pemodelan Tekanan pada *Injection well*

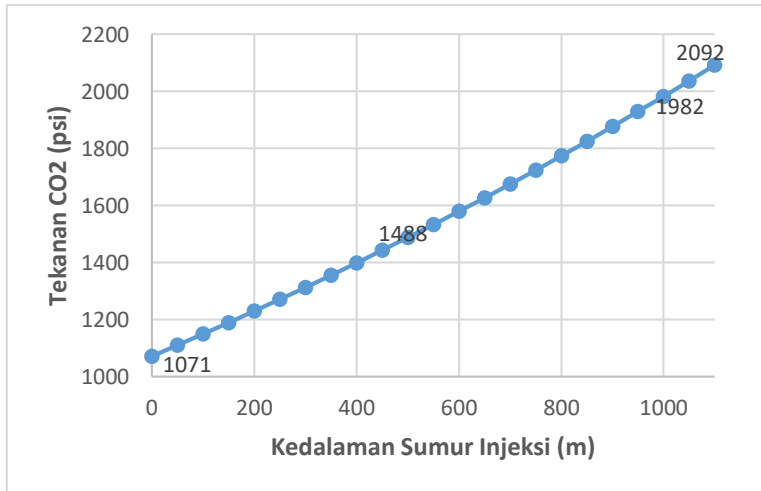
Pemodelan perubahan tekanan (*pressure drop*) untuk sumur injeksi dilakukan sebanyak 2 kali, yaitu untuk injeksi gas CO<sub>2</sub> dan injeksi air (*water*). Penginjeksian fluida, yaitu CO<sub>2</sub> dan air dilakukan secara bergantian (*alternating methode*) dengan asumsi lama penginjeksian yang sama. Pemodelan perubahan tekanan menggunakan persamaan Beggs-Brill telah dilakukan untuk injeksi CO<sub>2</sub>, sedangkan untuk injeksi air menggunakan persamaan Fanning.

Kondisi *reservoir* yang digunakan untuk input pemodelan pada sumur injeksi disesuaikan dengan kondisi input di Morrow Country, Ohio. USA. Kondisi input yang digunakan dapat dilihat pada Tabel 4.1.

**Tabel 4. 1** Parameter input untuk pemodelan pada sumur injeksi

Parameter	Nilai	Satuan
Gravitasi	9,8	m/s <sup>2</sup>
Diameter aliran	0,089	m
Kedalaman sumur	1067	m
Tekanan injeksi	1071	psia
Laju massa uap injeksi	0,3	kg/s
Temperatur injeksi	31	°C
Tebal tubing	0,005	m
<i>Overall heat transfer coefficient</i>	11,3	W/m <sup>2</sup> °C

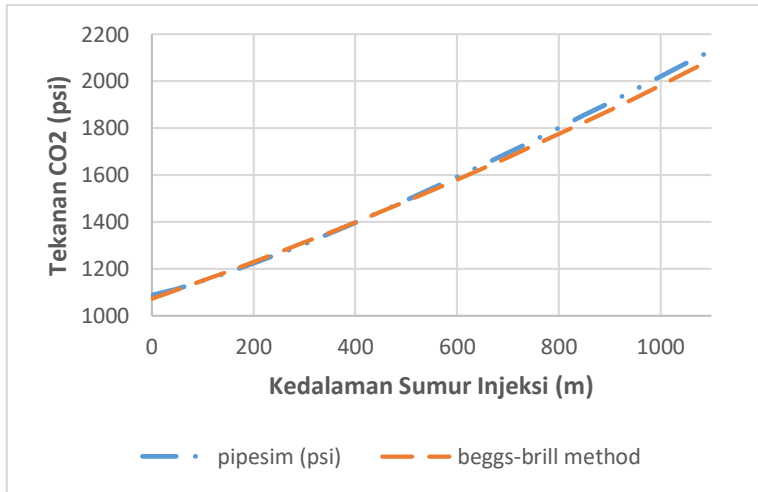
Berdasarkan pemodelan perubahan tekanan pada sumur injeksi menggunakan persamaan Beggs-Brill diperoleh hasil kurva perubahan tekanan pada sumur injeksi CO<sub>2</sub> terhadap perubahan fungsi kedalaman sumur ditunjukkan pada Gambar 4.1



**Gambar 4. 1** Kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur injeksi CO<sub>2</sub> dengan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C

Berdasarkan kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur injeksi CO<sub>2</sub> diatas, dapat diamati bahwa nilai tekanan input untuk injeksi CO<sub>2</sub> yaitu 1071 psi dan nilai tekanan *outlet* pada ujung pipa sumur injeksi yaitu mencapai 2091,96 psi, dimana nantinya nilai tekanan outlet ini menjadi nilai input tekanan pada reservoir. Faktor-faktor yang mempengaruhi perubahan tekanan pada sumur injeksi diantaranya: kekasaran pipa, panjang tubing, massa jenis fluida, dan viskositas dari fluida CO<sub>2</sub>. Fase CO<sub>2</sub> berdasarkan karakteristik pada Gambar 4.1 adalah 100% Liquid. Hal ini karena pada tekanan dan temperatur tersebut CO<sub>2</sub> berada pada fase kritis sehingga fase yang terbentuk adalah liquid.

Pemodelan perubahan tekanan untuk injeksi CO<sub>2</sub> menggunakan persamaan Beggs-Brill telah divalidasi menggunakan *software* PIPESIM dengan hasil perbedaan (*root mean square error*) rata-rata sebesar 0,40%. Hasil kurva validasi perbedaan rata-rata *error* perubahan tekanan dengan perubahan fungsi kedalaman sumur injeksi CO<sub>2</sub> ditampilkan pada Gambar 4.2. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.

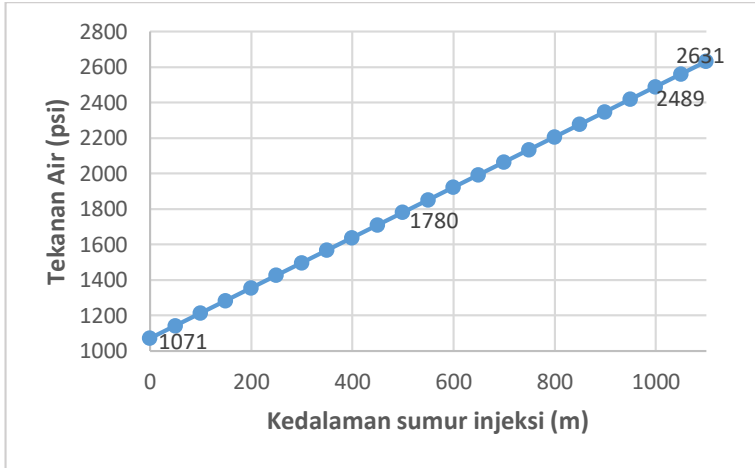


**Gambar 4. 2** Kurva rata-rata *error* perhitungan perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur injeksi CO<sub>2</sub> dengan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C

Nilai *error* yang didapatkan dari proses validasi ini diperkirakan karena adanya perbedaan pencacahan yang dilakukan antara perhitungan manual dan perhitungan oleh perangkat lunak PIPESIM. Untuk perhitungan manual menggunakan persamaan Beggs-Brill dilakukan dengan ketelitian kedalaman sumur per 50 meter. Sementara untuk perhitungan oleh perangkat lunak PIPESIM mampu melakukan pencacahan ketelitian kedalaman hingga per 1 meter. Pencacahan yang semakin kecil tentunya akan menghasilkan nilai yang akurat akibat propertis fluida yang terus berubah sesuai fungsi waktu, tekanan, dan suhu. Hal ini juga berlaku untuk hasil validasi injeksi air dan juga pada sumur produksi.

Setelah dilakukan penginjeksian CO<sub>2</sub> lalu dilakukan pergantian fluida injeksi yaitu air. Berdasarkan pemodelan perubahan tekanan pada sumur injeksi air menggunakan

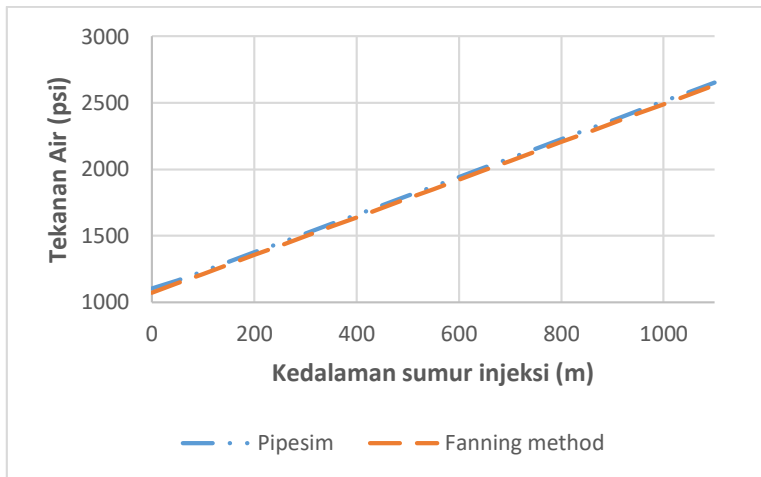
persamaan Fanning diperoleh hasil kurva perubahan tekanan pada sumur injeksi air terhadap perubahan fungsi kedalaman sumur



**Gambar 4. 3** Kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur injeksi air dengan tekanan injeksi 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C.

Berdasarkan kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur injeksi air diatas, dapat diamati bahwa nilai tekanan input untuk injeksi air adalah sebesar 1071 psi dan nilai tekanan *outlet* pada ujung pipa sumur injeksi yaitu mencapai 2631,36 psi, dimana nilai *outlet* tekanan ini akan menjadi nilai input tekanan pada reservoir.

Pemodelan perubahan tekanan untuk injeksi air menggunakan persamaan Fanning telah divalidasi menggunakan *software* PIPESIM dengan hasil perbedaan (*root mean square error*) rata-rata sebesar 0,25%. Hasil kurva validasi perbedaan rata-rata *error* perubahan tekanan dengan perubahan fungsi kedalaman sumur injeksi air ditampilkan pada Gambar 4.4. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.



**Gambar 4. 4** Kurva rata-rata *error* perhitungan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur injeksi air dengan tekanan injeksi air 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C

#### 4.2. Hasil Pemodelan Perubahan Tekanan pada *Reservoir*

Pemodelan perubahan tekanan pada *reservoir* dilakukan dengan persamaan Darcy untuk fluida CO<sub>2</sub> dan air. Karakteristik *reservoir* yang digunakan sebagai input persamaan Darcy dapat dilihat pada Tabel 4.2.

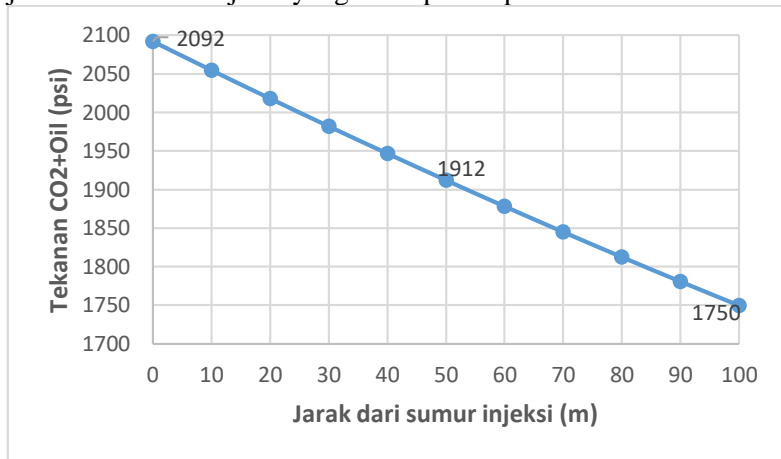
**Tabel 4. 2** Tabel parameter input pemodelan tekanan pada *reservoir*

Parameter	Nilai	Satuan
Jarak <i>injection - production well</i>	100	m
Tekanan <i>Reservoir</i>	1087	psia
Temperature <i>Reservoir</i>	31	°C
Tebal formasi batuan	10,4	m
Permeabilitas	18,1	mD
Porositas	0,07	%
Deg API	41	°API



*Properties* fluida *inlet* dalam pemodelan ini merupakan *outlet* dari fluida pada ujung sumur injeksi. Dan *properties* fluida *outlet* dari pemodelan tekanan Darcy ini merupakan *inlet* untuk pemodelan pada sumur produksi.

Berdasarkan pemodelan perubahan tekanan pada *reservoir* menggunakan Persamaan Darcy dandiperoleh hasil berupa kurva perubahan tekanan pada *reservoir* dengan fluida CO<sub>2</sub>+Oil terhadap jarak dari sumur injeksi yang ditampilkan pada Gambar 4.5.

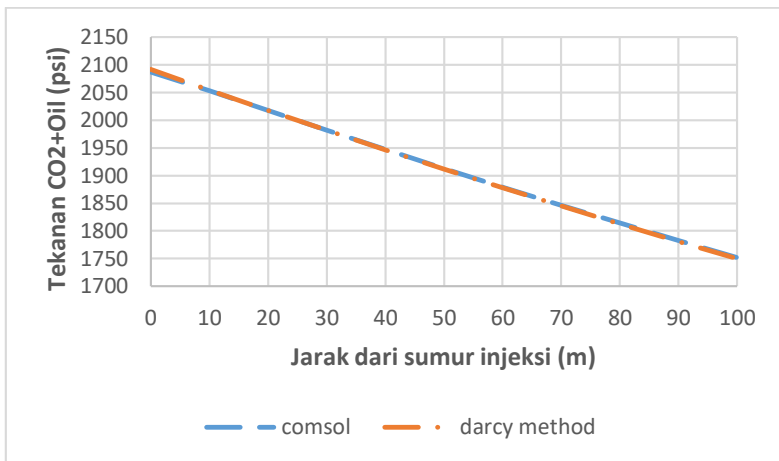


**Gambar 4. 5** Kurva perubahan tekanan terhadap jarak dari sumur injeksi pada *reservoir* CO<sub>2</sub>+Oil dengan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C

Berdasarkan kurva perubahan tekanan *reservoir* terhadap jarak dari sumur injeksi diatas, dapat dilihat bahwa nilai tekanan awal merupakan tekanan *outlet* dari sumur injeksi CO<sub>2</sub> yaitu sebesar 2091,97 psi. Terjadi penurunan tekanan pada *reservoir* seiring dengan pertambahan jarak dari sumur injeksi yaitu pada jarak 100 meter dari sumur injeksi tekanan menurun hingga 1749,60 psi. Hal ini dikarenakan adanya tekanan dari *reservoir* dan juga ketebalan formasi batuan pada *reservoir*.

Pemodelan perubahan tekanan untuk *reservoir* dengan injeksi CO<sub>2</sub> menggunakan persamaan Darcy telah divalidasi

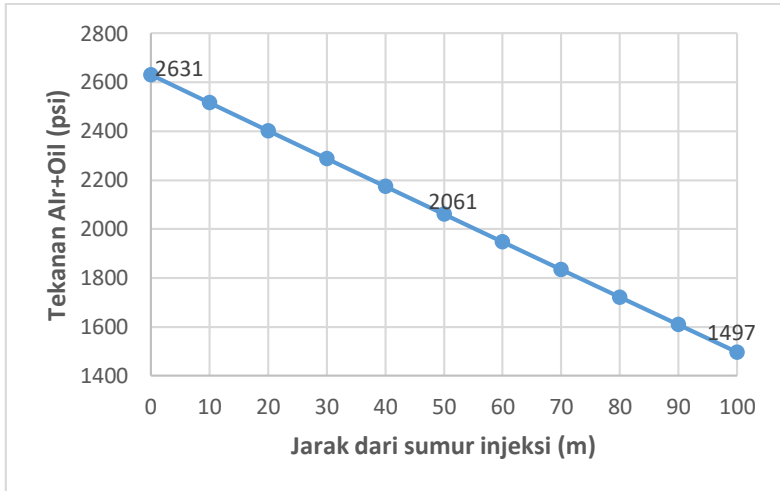
menggunakan *software* COMSOL dengan hasil perbedaan (*root mean square error*) rata-rata sebesar 0,31%. Pencacahan perhitungan pada pemodelan ini dilakukan per 10 meter untuk menghasilkan nilai perhitungan yang akurat. Hasil kurva validasi perbedaan rata-rata *error* perubahan tekanan dengan perubahan fungsi jarak sumur injeksi CO<sub>2</sub>+Oil pada *reservoir* ditampilkan pada Gambar 4.6. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.



**Gambar 4. 6** Kurva rata-rata *error* perhitungan tekanan terhadap kedalaman sumur pada *reservoir* dengan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C

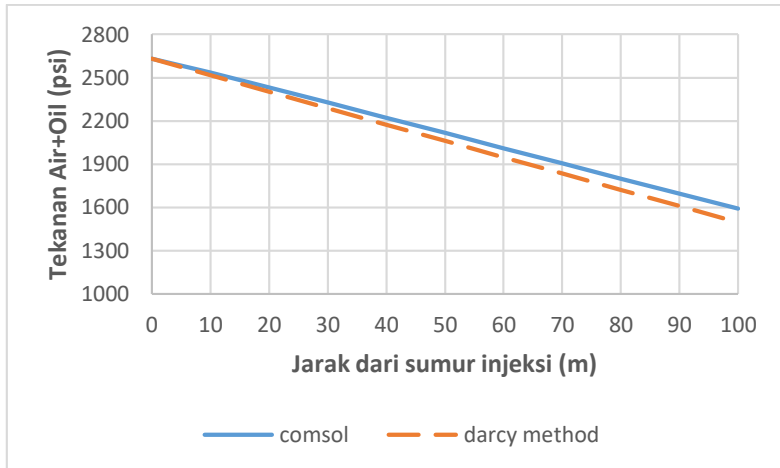
Berdasarkan pemodelan perubahan tekanan pada *reservoir* dengan fluida air+Oil menggunakan persamaan Darcy diperoleh hasil kurva yang ditampilkan pada Gambar 4.6.

Berdasarkan kurva perubahan tekanan pada *reservoir* air+Oil dapat diamati bahwa nilai input pada *reservoir* merupakan nilai *outlet* dari sumur injeksi air yaitu sebesar 2631,36 psi. Dan terjadi penurunan tekanan seiring pertambahan jarak dari sumur injeksi. Tekanan *outlet reservoir* untuk fluida air+Oil ini adalah sebesar 1496,66 psi.



**Gambar 4. 7** Kurva perubahan tekanan terhadap jarak dari sumur injeksi pada *reservoir* air+oil dengan tekanan injeksi 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C.

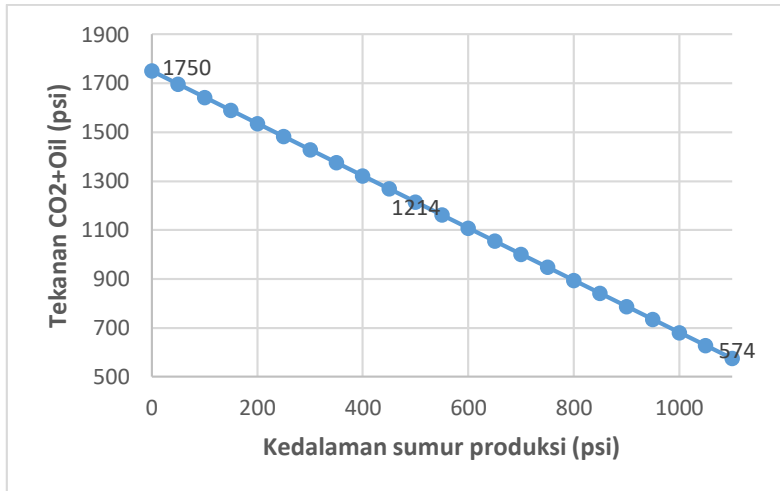
Pemodelan perubahan tekanan untuk *reservoir* dengan injeksi air menggunakan persamaan Darcy telah divalidasi menggunakan *software* COMSOL dengan hasil perbedaan (*root mean square error*) rata-rata sebesar 0,26%. Hasil kurva validasi perbedaan rata-rata *error* perubahan tekanan dengan perubahan fungsi jarak dari sumur injeksi air+oil pada *reservoir* ditampilkan pada Gambar 4.8. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.



**Gambar 4. 8** Kurva rata-rata *error* perhitungan tekanan terhadap kedalaman sumur pada *reservoir* dengan tekanan injeksi Air 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C

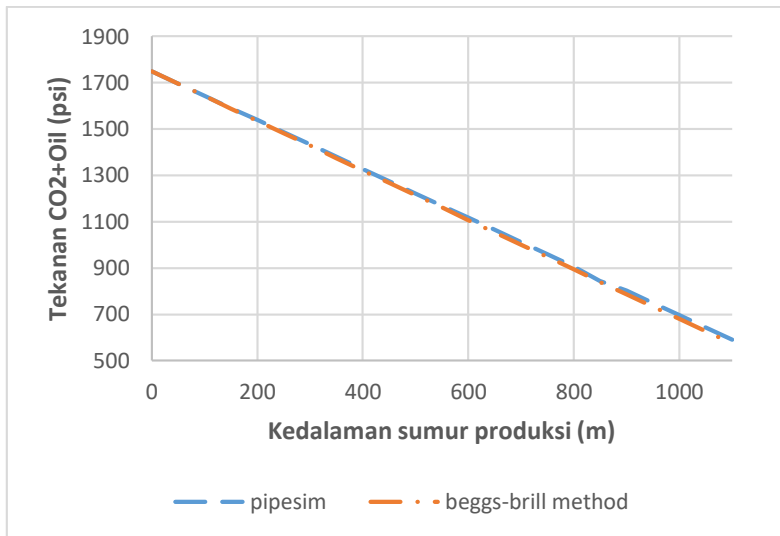
#### 4.3 Hasil Pemodelan Perubahan Tekanan pada *Production Well*

Karakteristik perubahan tekanan *outlet* dari persamaan Darcy pada *reservoir* digunakan sebagai input untuk pemodelan pada sumur produksi. Pemodelan perubahan tekanan pada sumur produksi dilakukan sebanyak 2 kali yaitu untuk fluida injeksi CO<sub>2</sub> dan air tetapi keduanya sama-sama menggunakan persamaan Beggs-Brill. Hasil kurva perubahan tekanan pada sumur produksi untuk injeksi CO<sub>2</sub> menggunakan persamaan Beggs-Brill dengan perubahan fungsi kedalaman sumur ditunjukkan pada Gambar 4.9.



**Gambar 4. 9** Kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur produksi CO<sub>2</sub>+Oil dengan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C.

Pemodelan perubahan tekanan pada sumur produksi dengan injeksi awal CO<sub>2</sub> menggunakan persamaan Beggs-Brill telah divalidasi menggunakan *software* PIPESIM dengan hasil perbedaan (*root mean square error*) rata-rata sebesar 0,34%. Hasil kurva validasi perbedaan rata-rata *error* perubahan tekanan dengan perubahan fungsi kedalaman sumurproduksi CO<sub>2</sub>+Oil ditampilkan pada Gambar 4.10. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.

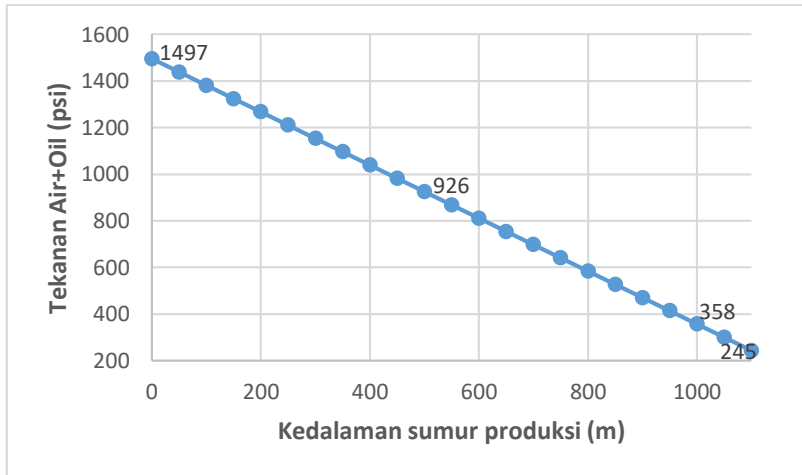


**Gambar 4. 10** Kurva rata-rata *error* perhitungan perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur produksi CO<sub>2</sub>+Oil dengan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 31°C

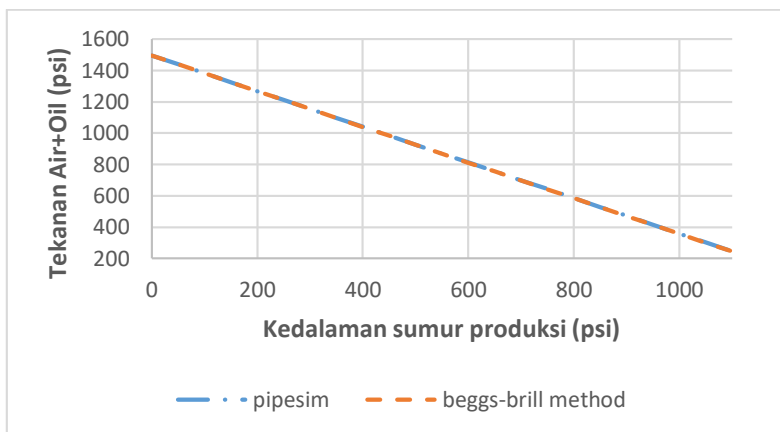
Pemodelan pada injeksi air pada sumur produksi diperoleh hasil kurva perubahan tekanan pada sumur produksi ditunjukkan pada Gambar 4.11.

Pemodelan perubahan tekanan pada sumur produksi dengan injeksi awal air menggunakan persamaan Beggs-Brill telah divalidasi menggunakan *software* PIPESIM dengan hasil perbedaan (*root mean square error*) rata-rata sebesar 0,08%.

Hasil kurva validasi perbedaan rata-rata *error* perubahan tekanan dengan perubahan fungsi kedalaman sumur produksi CO<sub>2</sub>+Oil ditampilkan pada Gambar 4.12. Hasil validasi ditampilkan pada lampiran.



**Gambar 4. 11** Kurva perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur produksi air +Oil dengan tekanan injeksi air 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C.



**Gambar 4. 12** Kurva rata-rata *error* perhitungan perubahan tekanan terhadap kedalaman sumur pada sumur produksi Air+Oil dengan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> 1071 psi, laju aliran massa 0,3 kg/s, dan temperatur injeksi 25°C

#### 4.4 Hasil Perhitungan *Additional Recovery*, Peningkatan Produksi Minyak, Biaya Operasi Injeksi, Biaya Pemisahan CO<sub>2</sub>, dan Biaya Operasional Pompa

*Additional recovery* adalah penambahan jumlah minyak yang terproduksi setelah diinjeksikan *water alternating gas* (WAG). *Additional recovery* didapatkan melalui perbandingan nilai viskositas antara minyak dengan air maupun CO<sub>2</sub> serta jumlah minyak yang terdapat pada reservoir atau *original oil in place*. Dapat dibandingkan nilai rasio mobilitas antara minyak dan CO<sub>2</sub> dengan kondisi input 1071 psi, temperatur injeksi 31°C, dan laju aliran massa 0.3 kg/s adalah 20.26 sedangkan untuk nilai rasio mobilitas antara air dan minyak dengan kondisi input yang sama adalah 0.30. sesuai dengan Persamaan 3.15, maka didapatkan *additional recovery* untuk injeksi CO<sub>2</sub> dengan nilai 594.34 dan untuk injeksi air sebesar 426.37. Sehingga, dengan kondisi injeksi seperti diatas maka didapatkan laju produksi minyak sebesar 249.89 barrel per hari untuk injeksi CO<sub>2</sub> dan 117.22 barrel minyak per hari untuk injeksi air.

Pendapatan untuk penjualan minyak per hari sesuai dengan Persamaan 3.2 dilakukan dengan acuan harga jual minyak (*crude oil* jenis WTI) periode April 2018 seharga 67.58 USD/barrel, maka didapatkan nilai pendapatan untuk injeksi CO<sub>2</sub> 16887,84 USD/hari dan pendapatan penjualan minyak hasil dari injeksi air adalah 7922.04 USD/hari.

Volume fluida injeksi yang terbawa ke *production line* baik CO<sub>2</sub> maupun air adalah diasumsikan sama dengan volume fluida ketika diinjeksikan pada sumur injeksi. Volume CO<sub>2</sub> untuk kondisi input sesuai dengan Tabel 4.1 dan Tabel 4.2 adalah 47,98 m<sup>3</sup>/hari, dan untuk volume air adalah 25.98 m<sup>3</sup>/hari.

Biaya pembelian fluida injeksi dihitung menggunakan Persamaan 3.3-3.4 dan didapatkan biaya untuk pembelian CO<sub>2</sub> adalah 290.90 USD/ton. Biaya untuk pembelian air adalah 155.87 USD/ton. Biaya pemisahan CO<sub>2</sub> dihitung menggunakan Persamaan 3.5, sehingga didapatkan biaya sebesar 19.14 USD/lb. Biaya operasional kompresor untuk CO<sub>2</sub> berdasarkan Persamaan 3.6-3.7 adalah sebesar 9,27 USD/hari dan biaya operasional pompa untuk



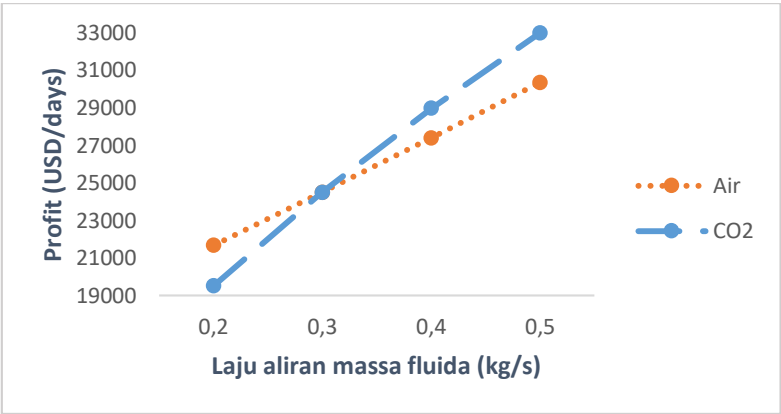
air adalah 5.27 USD/hari. Maka didapatkan perhitungan nilai profit dari *water alternating gas flood* kondisi operasi standar seperti pada Tabel 4.3.

**Tabel 4. 3** Perhitungan net profit *water alternating gas flood*

Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan <i>crude oil</i>	24809,8841	USD/hari
Biaya Pembelian $CO_2$	290,8997	USD/hari
Biaya P3embelian air	0,0707	USD/hari
Biaya Pemisahan $CO_2$	19,1432	USD/hari
Biaya Operasional Pompa $CO_2$	9,2726	USD/hari
Biaya Operasional Pompa air	5,2695	USD/hari
Profit	24485,2284	USD/hari

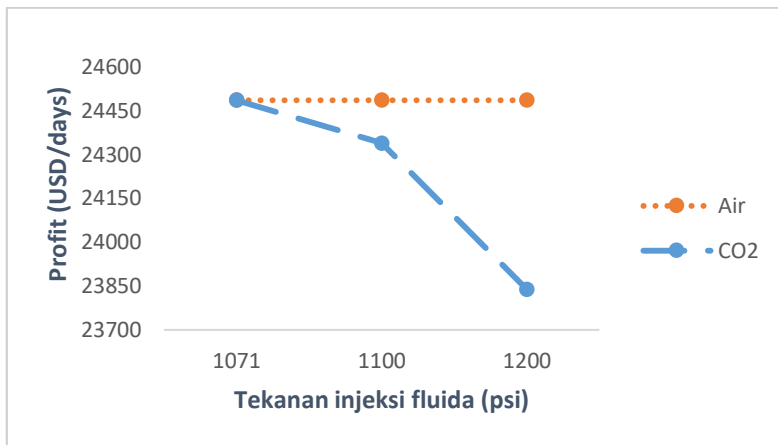
4.5 Analisis Sensitifitas

Analisis sensitifitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan salah satu dari variabel yang akan dioptimasi (laju aliran massa, tekanan injeksi, dan temperatur injeksi) terhadap nilai fungsi objektif yaitu profit. Pada Gambar 4.13 dibawah ditampilkan kurva analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa dengan tekanan dan temperatur injeksi tetap terhadap nilai profit.



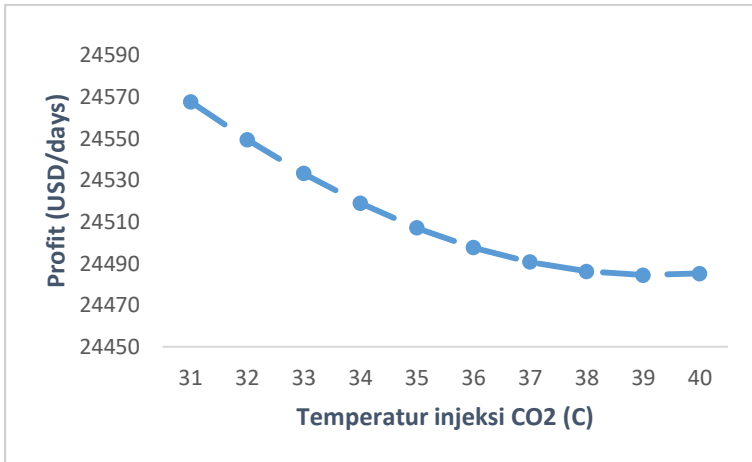
**Gambar 4. 13** Kurva analisis sensitifitas perubahan laju aliran massa injeksi fluida

Kenaikan laju aliran massa injeksi CO<sub>2</sub> seperti pada Gambar 4.13 mengalami peningkatan profit yang signifikan secara linier, hal itu juga sama untuk perubahan kenaikan laju aliran massa injeksi air yang juga menyebabkan kenaikan nilai profit. Berikut ditampilkan kurva analisis sensitifitas perubahan tekanan injeksi dengan laju aliran massa dan temperatur injeksi yang tetap terhadap nilai profit.

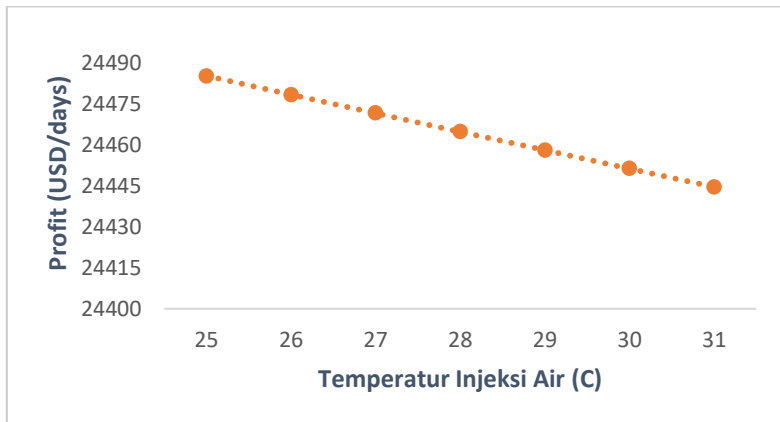


**Gambar 4. 14** Kurva analisis sensitifitas perubahan tekanan injeksi fluida

Perubahan tekanan injeksi CO<sub>2</sub> seperti pada Gambar 4.14 mengalami penurunan profit, sebaliknya untuk perubahan tekanan injeksi air mengalami peningkatan nilai profit meskipun tidak signifikan yaitu pada tekanan maksimal yaitu 1200 psi seperti yang terlihat pada Gambar 4.14. Dibawah ditampilkan kurva analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi dengan laju aliran massa dan tekanan injeksi tetap terhadap nilai profit.



**Gambar 4. 15** Kurva analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi CO<sub>2</sub>



**Gambar 4. 16** Kurva analisis sensitifitas perubahan temperatur injeksi air

Perubahan temperatur injeksi CO<sub>2</sub> seperti pada Gambar 4.11 mengalami penurunan profit, dan untuk perubahan temperatur injeksi air mengalami penurunan nilai profit yang signifikan seiring bertambahnya temperatur injeksi.

#### 4.6 Hasil Optimisasi

Fungsi objektif dari optimisasi yang dilakukan adalah profit yang merupakan pendapatan bersih dari penjualan *crude oil* dikurangi oleh biaya pembelian CO<sub>2</sub>, pembelian air, biaya pemisahan CO<sub>2</sub> dan juga biaya operasi pompa. Variable yang dioptimisasi disini ada 3 yaitu laju aliran massa, tekanan injeksi fluida, dan temperatur injeksi. Metode *stochastic algorithms* yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO) yang digunakan untuk mengoptimumkan fungsi objektif. Berdasarkan hasil optimisasi diperoleh hasil terbaik dari setiap jenis teknik optimisasi. Hasil optimasi dapat dilihat pada Tabel 4.4

**Tabel 4. 4** Parameter optimal pada WAG EOR

Variabel yang dioptimisasi	Teknik Optimisasi	
	GA	PSO
Laju aliran massa CO <sub>2</sub> (kg/s)	0,5000	0,5000
Laju aliran massa Air (kg/s)	0,5000	0,5000
Tekanan injeksi CO <sub>2</sub> (psi)	1071,0000	1071,0000
Tekanan injeksi Air (psi)	1071,1900	1071,0000
Temperatur injeksi CO <sub>2</sub> (C)	31,0000	31,0000
Temperatur injeksi Air (C)	25,0001	25,0000

Hasil perhitungan pendapatan, biaya pembelian CO<sub>2</sub>, biaya pembelian air, biaya pemisahan CO<sub>2</sub>, biaya operasional pompa, dan profit pada setiap teknik optimisasi berdasarkan variabel yang dioptimisasi dapat dilihat pada Tabel 4.5 dan Tabel 4.6 berikut.

**Tabel 4.5** Perhitungan net profit WAG EOR setelah dioptimisasi dengan GA

Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan <i>crude oil</i>	39370,6191	USD/hari
Biaya Pembelian CO <sub>2</sub>	484,8328	USD/hari
Biaya Pembelian air	0,1178	USD/hari
Biaya Pemisahan CO <sub>2</sub>	31,9053	USD/hari
Biaya Operasional Pompa CO <sub>2</sub>	14,1549	USD/hari
Biaya Operasional Pompa Air	8,7314	USD/hari
Profit	38830,8768	USD/hari

**Tabel 4.6** Perhitungan net profit WAG EOR setelah dioptimisasi dengan PSO

Parameter	Nilai	Satuan
Penjualan <i>crude oil</i>	39370,6227	USD/hari
Biaya Pembelian $CO_2$	484,8328	USD/hari
Biaya Pembelian air	0,1178	USD/hari
Biaya Pemisahan $CO_2$	31,9053	USD/hari
Biaya Operasional Pompa $CO_2$	14,1549	USD/hari
Biaya Operasional Pompa Air	8,7314	USD/hari
Profit	38830,8804	USD/hari

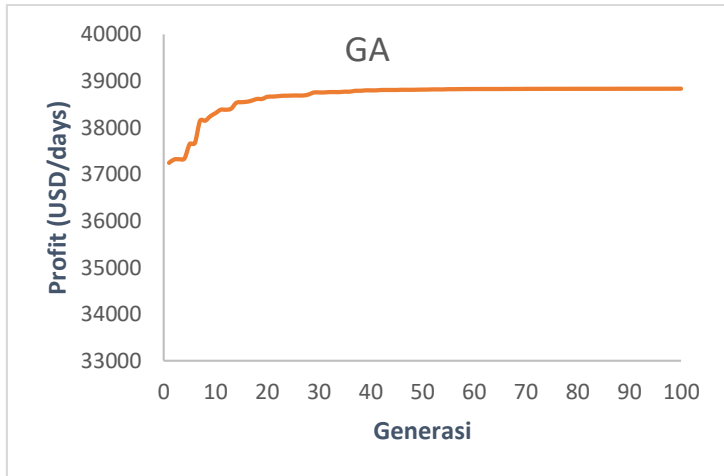
Hasil variabel yang telah dioptimasi tersebut kemudian dibandingkan dengan hasil sebelum dioptimisasi untuk mengetahui teknik optimisasi yang dapat memperoleh hasil paling optimum terhadap nilai *objective function*. Hasil nilai profit WAG EOR ditunjukkan pada Tabel 4.7 berikut.

**Tabel 4. 7** Hasil net profit pada WAG *injection operation*

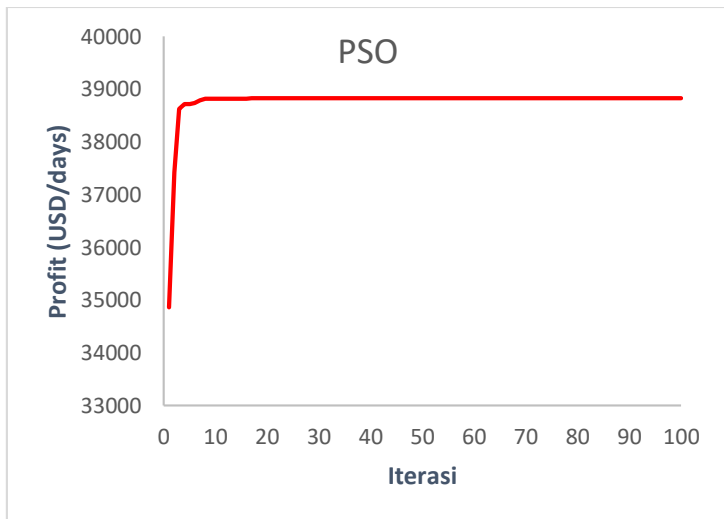
Teknik Optimisasi	Nilai Net Profit	Satuan	Peningkatan (%)
Sebelum optimisasi	24485,2284	USD/days	0
GA	38830,8768	USD/days	58,5889
PSO	38830,8804	USD/days	58,5890

Berdasarkan hasil teknik optimisasi yang telah dilakukan diperoleh hasil yang tidak jauh berbeda antara hasil optimisasi menggunakan GA dan PSO. Perbedaan peningkatan profit antara GA dan PSO yaitu sebesar  $10^{-5}\%$ . Diperoleh hasil plot *fitness* terbaik setiap iterasi pada proses optimisasi PSO sesuai Tabel 4.4. Proses optimisasi PSO menghasilkan nilai profit sebesar 38830,8768 USD/days atau mengalami peningkatan profit dibandingkan sebelum dilakukan optimisasi yaitu sebesar 58,5890%..

Berikut merupakan hasil plot individu dengan *fitness* terbaik dari tiap generasi optimasi GA dan PSO pada model *water alternating gas flood*.



Gambar 4. 17 Plot fitness terbaik dari setiap generasi GA



Gambar 4. 18 Plot bestsol dari setiap iterasi PSO

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB V KESIMPULAN

### 5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari hasil tugas akhir berdasarkan hasil analisis data yang telah dilakukan mengenai optimisasi peningkatan produksi minyak pada *Water Alternating Gas (WAG) flooding* EOR adalah:

1. WAG EOR dapat dimodelkan dengan baik yaitu dengan membagi menjadi tiga bagian antara lain pada *injection well*, *reservoir*, dan *production well*. Pemodelan perubahan tekanan (*pressure drop*) dilakukan dua kali karena penginjeksian fluida dilakukan secara bergantian (*alternating methode*) yaitu untuk injeksi gas CO<sub>2</sub> dan injeksi air dengan asumsi lama waktu penginjeksian yang sama. Telah dilakukan validasi model perubahan tekanan pada bagian *injection well* untuk injeksi CO<sub>2</sub> menunjukkan rata-rata *error* sebesar 0,40%, untuk injeksi air menunjukkan rata-rata *error* 0,25%. Pemodelan perubahan tekanan pada bagian *reservoir* untuk injeksi CO<sub>2</sub> menunjukkan rata-rata *error* sebesar 0,31% dan untuk injeksi air sebesar 0,26%. Pemodelan perubahan tekanan pada bagian *production well* untuk injeksi CO<sub>2</sub> menunjukkan rata-rata *error* 0,34% dan rata-rata *error* untuk injeksi air adalah sebesar 0.08%
2. Berdasarkan analisis sensitifitas, fungsi objektif (profit) dipengaruhi oleh variabel input berupa laju aliran massa, tekanan injeksi, dan temperatur injeksi dari CO<sub>2</sub> dan air. Profit akan meningkat apabila laju aliran massa pada CO<sub>2</sub> dan air ditingkatkan, sedangkan profit akan menurun terhadap peningkatan tekanan injeksi dan temperatur injeksi untuk kedua fluida. Pada kasus ini, telah dilakukan optimisasi menggunakan *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO) dimana, kondisi



optimum dari variabel inputnya adalah besar laju aliran massa injeksi CO<sub>2</sub> dan air sebesar 0,5 kg/s, besar tekanan injeksi CO<sub>2</sub> dan air sebesar 1071 psi, dan besar temperatur injeksi CO<sub>2</sub> sebesar 31°C dan temperatur injeksi air sebesar 25°C.

3. Diperoleh hasil optimisasi pada WAG *flood operation EOR* menggunakan *Stochastic Algorithms* yang terdiri dari *Genetic Algorithm* (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO). Hasil terbaik yaitu dengan menggunakan teknik optimisasi PSO yaitu dapat meningkatkan profit sebesar 58,5890%. Nilai profit sebelum dioptimisasi adalah 24485,2284 USD/hari meningkat menjadi 38830,8804 USD/hari.

## 5.2 Saran

Hal yang dapat penulis sarankan untuk penelitian selanjutnya adalah:

1. Mengembangkan pemodelan untuk berbagai jenis minyak dari berbagai karakteristik *reservoir* lain dengan data yang valid.
2. Melakukan penelitian dengan jenis atau metode EOR lainnya untuk mengetahui hasil yang paling efektif dan optimal.
3. Menggunakan jenis optimisasi lain untuk mencari hasil yang paling baik dan optimal.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Sutyanto, David. 2016. Bisnis komoditas minyak bumi dan investasi. Indonesia Investments
- [2] Archer, J. S., & Wall, C. G. (1986). Petroleum engineering: principles and practice. London: Graham and Trotman Ltd.
- [3] Oluwatosin John, Fabusuyi. (2015). *Optimization of a water alternating gas injection*. Tecnico Lisboa
- [4] Speight, J. G. (2009). Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands. Houston: Gulf Pub. Co.
- [5] Latil, M. (1980). Enhanced oil recovery. Paris: Editions Technip.
- [6] Mandadige S. A. P., Ranjith P. G., T. D. Rathnaweera, A. S. Ranathunga, Andrew koay, Xavier Choi, "A review of CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensivity Analysis," 2016.
- [7] L. W. Lake, Enhanced Oil Recovery, New Jersey: Prentice-Hall, Inc, 1989.
- [8] A. Goeritno, "Kemungkinan Pengenaan Pajak Terhadap Emisi CO<sub>2</sub> Industri".
- [9] S. Aprilia Dwi Handayani, "Kendali Optimal Pada Penurunan Emisi CO<sub>2</sub> dan Efek Rumah Kaca Di Indonesia Menggunakan Metode Langsung dan Tidak Langsung," 2011.
- [10] Isa Abdillah, Arfiq. 2017. Optimasi peningkatan produksi minyak pada CO<sub>2</sub> *flooding enhanced oil recovery*. Teknik Fisika ITS
- [11] Kishore Maheshwari, Yugal. 2011. *A comparative simulation study of chemical EOR methodologies* (Alkaline, surfactant and/ or polymer) Applied to norne

field E-Segment. Norwegian university of science and technology

- [12] Nabilou, Arzhang. 2016. *Best method for Enhanced Oil Recovery from Sarvak Reservoir and Analyse Sensitive Parameters*. Tecnico Lisboa
- [13] S. Jong, N.M. Nguyen and C. M. Eberle. 2016. *Low Tension Gas Flooding as a Novel EOR Methode : An. Experimental and Theoretical Investigation*, "Society of Petroleum Engineering
- [14] T. Lu and Z. Li, "Enhanced heavy oil recovery after solution drive by water flooding". *Petroleum Science and Engineering*, vol 137, pp 113-124. 2016
- [15] M.M Salehi and M.A. Safarzadeh." Comparison of oil removal in surfactant alternating gas with water alternating gas, water flooding and gas flooding in secondary oil recovery process". *Petroleum Science and Engineering*, vol 120, pp 86-93. 2014
- [16] S. Afzali and N. Rezaei, "A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas Injection". *Fuel*, vol 227, pp 218-246, 2018.
- [17] J. W. Harbaugh, "Carbonate Oil Reservoir Rocks," in *Development In Sedimentology 9A*, Amsterdam, Elsevier Publishing Company, 1967, pp. 351-352.
- [18] O. Banete, "Towards Modeling Heat Transfer Using A Lattice Boltzmann Method For Porous Media," Laurentian Université, Ontario, 2014.
- [19] S. Andriyanto, "Optimasi Produksi Crude Oil, Energi, Dan Air Limbah Pada Steam Flood Enhanced Oil Recovery Menggunakan Genetic Algorithm," Surabaya, 2016.
- [20] Hasinur Rahman, Ahmad, "Optimisasi Kondisi Operasi Pada *Alkaline Surfactant Polymer (ASP) Enhanced Oil Recovery* Menggunakan *Stochastic Algorithms*," Surabaya. 2017

- [21] Rosita, Ardiana, 'Implementasi Algoritma *Particle Swarm* untuk Menyelesaikan Persamaan Nonlinier," Surabaya. 2012
- [22] C.K. Mohan. E. Ozcan. Article Swarm Optimization Homepage.  
Available: <http://www.cis.syr.edu/~mohan/psa/>
- [23] I. Fukai and S. Mishra, "Economic analysis of CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery," *Greenhouse Green Control*, vol. 52, pp. 357-377, 2016.
- [24] T. R. Biyanto, "Optimal Cleaning Schedule for Crude Preheat Train Affected by Fouling Using Genetic Algorithm," Universiti Teknologi PETRONAS. 2013

## LAMPIRAN

### LAMPIRAN A. Validasi Pemodelan Tekanan dan Suhu pada Sumur Injeksi

Validasi model ini dilakukan melalui perbandingan antara hasil model persamaan dan *software* PIPESIM. Pemodelan dilakukan berdasarkan kedalaman sumur vertikal setiap 50 m yaitu dari 0-1100 m. Hasil yang ditampilkan pada tabel dibawah ini merupakan rata-rata dari setiap variasi variabel yang dioptimisasi.

Pemodelan dan validasi dilakukan dua kali yaitu untuk injeksi CO<sub>2</sub> dan untuk air.

**Tabel A.1** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada sumur injeksi dengan inlet tekanan 1071 psi, temperatur 31°C, dan laju aliran massa bervariasi.

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
0,2	0	1086,52	31,03	1071,00	31,00	15,52	0,03
	50	1114,63	31,88	1107,68	31,00	6,95	0,88
	100	1150,88	31,95	1144,99	31,00	5,89	0,95
	150	1188,74	32,94	1182,95	30,99	5,79	1,94
	200	1228,65	32,84	1221,56	30,99	7,09	1,85
	250	1270,74	32,76	1260,84	30,99	9,90	1,77
	300	1314,90	32,14	1300,81	30,99	14,09	1,15
	350	1360,77	31,94	1341,46	30,99	19,31	0,95
	400	1408,03	31,89	1382,82	30,99	25,21	0,91
	450	1456,46	31,86	1424,89	30,98	31,57	0,87
	500	1505,84	31,82	1467,69	30,98	38,15	0,84
	550	1556,12	31,80	1511,23	30,98	44,89	0,81
	600	1607,14	31,77	1555,53	30,98	51,62	0,79
	650	1658,90	31,74	1600,59	30,98	58,31	0,76

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	700	1711,36	31,73	1646,43	30,98	64,93	0,75
	750	1764,41	31,72	1693,06	30,98	71,35	0,74
	800	1818,11	31,71	1740,51	30,97	77,60	0,74
	850	1872,33	31,64	1788,77	30,97	83,56	0,66
	900	1927,10	31,62	1837,87	30,97	89,23	0,65
	950	1982,43	31,61	1887,82	30,97	94,61	0,63
	1000	2038,21	31,59	1938,63	30,97	99,58	0,62
	1050	2094,52	31,59	1990,32	30,97	104,19	0,62
	1100	2151,24	31,58	2042,91	30,97	108,33	0,61
0,3	0	1086,49	31,39	1071,00	31,00	15,49	0,39
	50	1113,74	31,74	1109,54	31,00	4,20	0,74
	100	1148,76	32,21	1148,75	31,00	0,02	1,21
	150	1185,12	32,72	1188,63	30,99	3,51	1,72
	200	1223,23	33,46	1229,20	30,99	5,97	2,47
	250	1263,40	33,63	1270,47	30,99	7,08	2,64
	300	1305,71	32,82	1312,46	30,99	6,75	1,84
	350	1350,00	32,46	1355,17	30,99	5,17	1,47
	400	1395,95	32,26	1398,61	30,98	2,66	1,28
	450	1443,36	32,01	1442,81	30,98	0,55	1,03
	500	1491,91	31,99	1487,77	30,98	4,14	1,01
	550	1541,53	31,97	1533,51	30,98	8,01	0,99
	600	1591,99	31,95	1580,04	30,98	11,95	0,98
	650	1643,26	31,94	1627,38	30,98	15,88	0,96
	700	1695,28	31,93	1675,53	30,97	19,75	0,95
	750	1747,95	31,92	1724,52	30,97	23,43	0,94
	800	1801,28	31,90	1774,35	30,97	26,93	0,93
	850	1855,17	31,85	1825,04	30,97	30,13	0,88
	900	1909,63	31,81	1876,61	30,97	33,02	0,84
	950	1964,66	31,80	1929,07	30,97	35,58	0,83
	1000	2020,16	31,79	1982,44	30,97	37,72	0,82
	1050	2076,20	31,75	2036,74	30,97	39,46	0,78
	1100	2132,68	31,69	2091,97	30,96	40,71	0,72

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
0,4	0	1086,47	31,53	1071,00	31,00	15,47	0,53
	50	1113,26	31,87	1111,43	31,00	1,84	0,87
	100	1147,59	32,16	1152,55	31,00	4,96	1,16
	150	1183,03	32,35	1194,38	30,99	11,35	1,36
	200	1219,94	32,92	1236,93	30,99	17,00	1,93
	250	1258,72	33,78	1280,22	30,99	21,50	2,79
	300	1299,54	34,16	1324,25	30,99	24,71	3,17
	350	1342,39	34,41	1369,04	30,98	26,65	3,43
	400	1387,04	33,75	1414,60	30,98	27,56	2,77
	450	1433,32	33,30	1460,95	30,98	27,63	2,32
	500	1480,93	32,97	1508,10	30,98	27,18	1,99
	550	1529,75	32,46	1556,06	30,98	26,31	1,49
	600	1579,56	32,33	1604,85	30,97	25,29	1,36
	650	1630,27	31,99	1654,49	30,97	24,22	1,02
	700	1681,82	31,98	1704,97	30,97	23,15	1,00
	750	1734,07	31,96	1756,33	30,97	22,26	0,99
	800	1787,03	31,94	1808,58	30,97	21,55	0,98
	850	1840,58	31,93	1861,73	30,97	21,15	0,96
	900	1894,73	31,92	1915,80	30,97	21,07	0,96
	950	1949,47	31,91	1970,80	30,96	21,33	0,95
	1000	2004,70	31,90	2026,75	30,96	22,04	0,93
	1050	2060,48	31,89	2083,66	30,96	23,18	0,93
	1100	2116,71	31,78	2141,56	30,96	24,85	0,82
0,5	0	1086,45	31,61	1071,00	31,00	15,45	0,61
	50	1112,97	31,95	1113,33	31,00	0,37	0,95
	100	1146,84	32,23	1156,40	30,99	9,56	1,24
	150	1181,67	32,44	1200,20	30,99	18,53	1,45
	200	1217,74	33,06	1244,75	30,99	27,01	2,07
	250	1255,51	33,99	1290,07	30,99	34,57	3,00
	300	1295,17	34,53	1336,17	30,98	41,00	3,55
	350	1336,81	34,92	1383,06	30,98	46,26	3,94
	400	1380,26	35,25	1430,76	30,98	50,50	4,27

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	450	1425,45	34,61	1479,29	30,98	53,84	3,63
	500	1472,08	33,76	1528,64	30,98	56,57	2,78
	550	1520,04	33,42	1578,85	30,97	58,80	2,45
	600	1569,13	32,86	1629,92	30,97	60,79	1,89
	650	1619,21	32,36	1681,87	30,97	62,66	1,39
	700	1670,23	32,03	1734,71	30,97	64,49	1,06
	750	1722,01	32,00	1788,47	30,97	66,46	1,03
	800	1774,56	32,00	1843,15	30,97	68,59	1,03
	850	1827,75	31,99	1898,78	30,96	71,03	1,03
	900	1881,57	31,99	1955,36	30,96	73,80	1,02
	950	1936,01	31,98	2012,92	30,96	76,92	1,02
	1000	1990,97	31,96	2071,48	30,96	80,51	1,00
	1050	2046,49	31,95	2131,04	30,96	84,55	0,99
	1100	2102,48	31,93	2191,63	30,96	89,15	0,98
MEAN SQUARE ERROR						34,78	1,35
ROOT MEAN SQUARE ERROR						5,90	1,16
<b>ERROR</b>						<b>0,38</b>	<b>3,59</b>



**Tabel A.2** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada sumur injeksi dengan inlet laju aliran massa 0,3, temperatur 31°C, dan tekanan injeksi bervariasi.

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
1071	0	1086,49	31,39	1071,00	31,00	15,49	0,39
	50	1113,74	31,74	1109,54	31,00	4,20	0,74
	100	1148,76	32,21	1148,75	31,00	0,02	1,21
	150	1185,12	32,72	1188,63	30,99	3,51	1,72
	200	1223,23	33,46	1229,20	30,99	5,97	2,47
	250	1263,40	33,63	1270,47	30,99	7,08	2,64
	300	1305,71	32,82	1312,46	30,99	6,75	1,84
	350	1350,00	32,46	1355,17	30,99	5,17	1,47
	400	1395,95	32,26	1398,61	30,98	2,66	1,28
	450	1443,36	32,01	1442,81	30,98	0,55	1,03
	500	1491,91	31,99	1487,77	30,98	4,14	1,01
	550	1541,53	31,97	1533,51	30,98	8,01	0,99
	600	1591,99	31,95	1580,04	30,98	11,95	0,98
	650	1643,26	31,94	1627,38	30,98	15,88	0,96
	700	1695,28	31,93	1675,53	30,97	19,75	0,95
	750	1747,95	31,92	1724,52	30,97	23,43	0,94
	800	1801,28	31,90	1774,35	30,97	26,93	0,93
	850	1855,17	31,85	1825,04	30,97	30,13	0,88
	900	1909,63	31,81	1876,61	30,97	33,02	0,84
	950	1964,66	31,80	1929,07	30,97	35,58	0,83
	1000	2020,16	31,79	1982,44	30,97	37,72	0,82
	1050	2076,20	31,75	2036,74	30,97	39,46	0,78
	1100	2132,68	31,69	2091,97	30,96	40,71	0,72
1100	0	1118,55	30,35	1100,00	31,00	18,55	0,65
	50	1150,83	30,84	1139,04	31,00	11,79	0,15
	100	1191,60	31,30	1178,76	31,00	12,84	0,30
	150	1233,26	32,05	1219,16	30,99	14,11	1,05
	200	1276,09	32,35	1260,25	30,99	15,84	1,36
	250	1320,31	32,70	1302,06	30,99	18,25	1,71

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	300	1365,89	32,57	1344,59	30,99	21,30	1,58
	350	1412,77	32,42	1387,86	30,99	24,91	1,43
	400	1460,77	32,24	1431,87	30,98	28,90	1,26
	450	1509,83	31,98	1476,64	30,98	33,19	1,00
	500	1559,79	31,96	1522,19	30,98	37,60	0,98
	550	1610,60	31,95	1568,53	30,98	42,08	0,97
	600	1662,15	31,92	1615,66	30,98	46,49	0,95
	650	1714,40	31,90	1663,61	30,98	50,79	0,93
	700	1767,34	31,90	1712,39	30,97	54,95	0,92
	750	1820,86	31,85	1762,01	30,97	58,85	0,87
	800	1874,99	31,81	1812,49	30,97	62,50	0,84
	850	1929,65	31,77	1863,84	30,97	65,80	0,80
	900	1984,83	31,65	1916,09	30,97	68,75	0,68
	950	2040,55	31,58	1969,23	30,97	71,32	0,61
	1000	2096,73	31,54	2023,29	30,97	73,44	0,57
	1050	2153,41	31,51	2078,29	30,97	75,12	0,55
	1100	2210,50	31,51	2134,24	30,97	76,26	0,54
1200	0	1221,35	29,64	1200,00	31,00	21,35	1,36
	50	1258,02	30,23	1240,77	31,00	17,25	0,76
	100	1303,86	30,74	1282,24	31,00	21,62	0,25
	150	1350,22	31,51	1324,43	30,99	25,79	0,52
	200	1397,35	31,84	1367,34	30,99	30,01	0,84
	250	1445,37	32,05	1411,00	30,99	34,37	1,06
	300	1494,27	32,04	1455,41	30,99	38,86	1,05
	350	1544,05	32,04	1500,59	30,99	43,46	1,05
	400	1594,62	31,90	1546,55	30,98	48,07	0,91
	450	1645,98	31,77	1593,31	30,98	52,68	0,79
	500	1698,03	31,75	1640,87	30,98	57,15	0,76
	550	1750,76	31,68	1689,26	30,98	61,50	0,70
	600	1804,10	31,65	1738,48	30,98	65,62	0,67
	650	1858,02	31,64	1788,55	30,98	69,47	0,66
	700	1912,54	31,59	1839,49	30,98	73,05	0,61

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	750	1967,56	31,57	1891,31	30,97	76,25	0,59
	800	2023,13	31,55	1944,03	30,97	79,10	0,58
	850	2079,16	31,52	1997,65	30,97	81,50	0,55
	900	2135,66	31,51	2052,21	30,97	83,45	0,54
	950	2192,64	31,49	2107,71	30,97	84,94	0,52
	1000	2250,04	31,46	2164,17	30,97	85,87	0,49
	1050	2307,90	31,46	2221,60	30,97	86,30	0,49
	1100	2366,13	31,46	2280,03	30,97	86,09	0,49
MEAN SQUARE ERROR						38,92	0,92
ROOT MEAN SQUARE ERROR						6,24	0,96
<b>ERROR</b>						<b>0,38</b>	<b>3,01</b>

**Tabel A.3** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada sumur injeksi dengan inlet laju aliran massa 0,3 kg/s, tekanan 1071 psi, dan temperatur injeksi bervariasi.

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
31	0	1086,49	31,39	1071,00	31,00	15,49	0,39
	50	1113,74	31,74	1109,54	31,00	4,20	0,74
	100	1148,76	32,21	1148,75	31,00	0,02	1,21
	150	1185,12	32,72	1188,63	30,99	3,51	1,72
	200	1223,23	33,46	1229,20	30,99	5,97	2,47
	250	1263,40	33,63	1270,47	30,99	7,08	2,64
	300	1305,71	32,82	1312,46	30,99	6,75	1,84
	350	1350,00	32,46	1355,17	30,99	5,17	1,47
	400	1395,95	32,26	1398,61	30,98	2,66	1,28
	450	1443,36	32,01	1442,81	30,98	0,55	1,03

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	500	1491,91	31,99	1487,77	30,98	4,14	1,01
	550	1541,53	31,97	1533,51	30,98	8,01	0,99
	600	1591,99	31,95	1580,04	30,98	11,95	0,98
	650	1643,26	31,94	1627,38	30,98	15,88	0,96
	700	1695,28	31,93	1675,53	30,97	19,75	0,95
	750	1747,95	31,92	1724,52	30,97	23,43	0,94
	800	1801,28	31,90	1774,35	30,97	26,93	0,93
	850	1855,17	31,85	1825,04	30,97	30,13	0,88
	900	1909,63	31,81	1876,61	30,97	33,02	0,84
	950	1964,66	31,80	1929,07	30,97	35,58	0,83
	1000	2020,16	31,79	1982,44	30,97	37,72	0,82
	1050	2076,20	31,75	2036,74	30,97	39,46	0,78
	1100	2132,68	31,69	2091,97	30,96	40,71	0,72
32	0	1084,99	32,14	1071,00	32,00	13,99	0,14
	50	1109,89	32,82	1109,49	31,99	0,39	0,83
	100	1142,25	33,27	1148,65	31,99	6,40	1,29
	150	1176,25	34,22	1188,48	31,98	12,22	2,24
	200	1212,27	34,17	1229,00	31,97	16,73	2,20
	250	1250,72	33,48	1270,22	31,97	19,49	1,52
	300	1291,66	33,06	1312,15	31,96	20,49	1,10
	350	1334,93	32,64	1354,80	31,95	19,88	0,69
	400	1380,12	32,16	1398,20	31,95	18,08	0,21
	450	1426,96	32,02	1442,34	31,94	15,38	0,08
	500	1475,07	31,99	1487,25	31,94	12,18	0,06
	550	1524,32	31,97	1532,93	31,93	8,61	0,04
	600	1574,48	31,96	1579,40	31,92	4,93	0,03
	650	1625,47	31,94	1626,68	31,92	1,21	0,02
	700	1677,25	31,93	1674,77	31,91	2,47	0,01
	750	1729,68	31,92	1723,70	31,91	5,98	0,01
	800	1782,80	31,87	1773,47	31,90	9,33	0,03
	850	1836,49	31,81	1824,10	31,90	12,39	0,09
	900	1890,75	31,80	1875,61	31,90	15,15	0,10

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	950	1945,60	31,76	1928,00	31,89	17,60	0,13
	1000	2000,94	31,67	1981,31	31,89	19,63	0,22
	1050	2056,80	31,62	2035,54	31,89	21,26	0,27
	1100	2113,12	31,57	2090,70	31,88	22,42	0,31
33	0	1083,72	32,91	1071,00	33,00	12,72	0,09
	50	1106,34	33,40	1109,44	32,99	3,10	0,41
	100	1136,12	33,78	1148,54	32,98	12,42	0,80
	150	1167,83	34,33	1188,33	32,96	20,50	1,36
	200	1201,76	34,62	1228,79	32,95	27,03	1,66
	250	1238,44	33,90	1269,96	32,94	31,52	0,96
	300	1277,90	33,32	1311,84	32,93	33,94	0,39
	350	1320,03	33,08	1354,44	32,92	34,41	0,16
	400	1364,38	32,97	1397,78	32,91	33,40	0,06
	450	1410,57	32,86	1441,87	32,90	31,29	0,04
	500	1458,20	32,77	1486,72	32,89	28,51	0,12
	550	1507,05	32,61	1532,34	32,88	25,29	0,27
	600	1556,89	32,54	1578,76	32,87	21,87	0,33
	650	1607,59	32,48	1625,98	32,86	18,39	0,38
	700	1659,12	32,34	1674,01	32,85	14,90	0,52
	750	1711,32	32,27	1722,88	32,85	11,56	0,58
	800	1764,21	32,08	1772,59	32,84	8,38	0,76
	850	1817,70	32,05	1823,16	32,83	5,46	0,78
	900	1871,76	31,94	1874,60	32,83	2,84	0,88
	950	1926,42	31,84	1926,94	32,82	0,52	0,98
	1000	1981,58	31,77	1980,17	32,81	1,40	1,04
	1050	2037,27	31,65	2034,34	32,81	2,93	1,16
	1100	2093,42	31,58	2089,43	32,80	3,99	1,22
34	0	1082,32	33,70	1071,00	34,00	11,32	0,30
	50	1102,68	33,84	1109,39	33,98	6,71	0,15
	100	1129,89	33,95	1148,44	33,97	18,56	0,02
	150	1159,29	34,25	1188,17	33,95	28,89	0,30
	200	1191,12	34,69	1228,59	33,93	37,47	0,76

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	250	1225,87	35,33	1269,70	33,92	43,83	1,41
	300	1263,71	34,87	1311,53	33,90	47,82	0,97
	350	1304,52	34,40	1354,08	33,89	49,56	0,51
	400	1347,88	33,91	1397,36	33,87	49,48	0,04
	450	1393,33	33,77	1441,40	33,86	48,07	0,09
	500	1440,39	33,65	1486,19	33,84	45,80	0,20
	550	1488,79	33,53	1531,76	33,83	42,97	0,30
	600	1538,26	33,24	1578,12	33,82	39,86	0,58
	650	1588,64	33,15	1625,28	33,81	36,64	0,65
	700	1639,88	33,03	1673,25	33,80	33,38	0,77
	750	1691,82	32,91	1722,06	33,78	30,24	0,87
	800	1744,47	32,81	1771,71	33,77	27,24	0,96
	850	1797,73	32,35	1822,21	33,76	24,48	1,41
	900	1851,58	31,98	1873,59	33,75	22,01	1,78
	950	1906,04	31,75	1925,87	33,75	19,83	1,99
	1000	1961,00	31,65	1979,04	33,74	18,04	2,08
	1050	2016,50	31,59	2033,14	33,73	16,63	2,14
	1100	2072,48	31,56	2088,17	33,72	15,69	2,17
35	0	1080,93	34,51	1071,00	35,00	9,93	0,49
	50	1099,05	34,50	1109,34	34,98	10,29	0,48
	100	1123,70	34,54	1148,34	34,96	24,65	0,41
	150	1150,79	34,74	1188,02	34,93	37,23	0,20
	200	1180,55	34,80	1228,39	34,91	47,84	0,12
	250	1213,38	34,86	1269,45	34,89	56,07	0,03
	300	1249,45	34,94	1311,22	34,87	61,77	0,06
	350	1288,71	35,02	1353,72	34,85	65,01	0,16
	400	1330,90	35,11	1396,95	34,84	66,05	0,27
	450	1375,46	35,54	1440,92	34,82	65,47	0,72
	500	1421,85	35,24	1485,66	34,80	63,81	0,44
	550	1469,74	34,05	1531,17	34,78	61,44	0,73
	600	1518,78	33,41	1577,47	34,77	58,70	1,36
	650	1568,81	33,09	1624,58	34,75	55,77	1,67

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	700	1619,73	32,86	1672,49	34,74	52,76	1,88
	750	1671,39	32,47	1721,24	34,72	49,84	2,25
	800	1723,78	32,23	1770,82	34,71	47,04	2,48
	850	1776,80	32,03	1821,27	34,69	44,47	2,67
	900	1830,42	31,93	1872,59	34,68	42,17	2,75
	950	1884,65	31,77	1924,80	34,67	40,14	2,91
	1000	1939,41	31,67	1977,91	34,66	38,50	2,99
	1050	1994,72	31,61	2031,94	34,65	37,22	3,05
	1100	2050,49	31,57	2086,90	34,64	36,41	3,08
36	0	1080,06	34,85	1071,00	36,00	9,06	1,15
	50	1097,27	34,76	1109,29	35,97	12,02	1,21
	100	1120,87	34,71	1148,24	35,95	27,38	1,24
	150	1147,00	34,84	1187,87	35,92	40,87	1,08
	200	1175,91	35,00	1228,18	35,89	52,28	0,89
	250	1207,92	35,13	1269,19	35,87	61,28	0,74
	300	1243,23	35,62	1310,91	35,85	67,69	0,22
	350	1281,79	35,70	1353,35	35,82	71,57	0,12
	400	1323,41	35,78	1396,53	35,80	73,12	0,02
	450	1367,53	35,62	1440,45	35,78	72,92	0,15
	500	1413,61	35,50	1485,13	35,76	71,53	0,25
	550	1461,24	35,35	1530,59	35,73	69,35	0,38
	600	1510,08	35,31	1576,83	35,71	66,75	0,40
	650	1559,95	35,20	1623,87	35,69	63,93	0,49
	700	1610,72	34,84	1671,73	35,68	61,01	0,83
	750	1662,25	34,25	1720,42	35,66	58,16	1,41
	800	1714,53	32,97	1769,94	35,64	55,42	2,67
	850	1767,43	32,29	1820,33	35,63	52,90	3,34
	900	1820,95	31,95	1871,58	35,61	50,64	3,66
	950	1875,08	31,77	1923,73	35,60	48,65	3,82
	1000	1929,74	31,65	1976,77	35,58	47,03	3,94
	1050	1984,96	31,58	2030,74	35,57	45,78	4,00
	1100	2040,65	31,57	2085,63	35,56	44,99	4,00

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
37	0	1079,78	35,08	1071,00	37,00	8,78	1,92
	50	1096,39	34,95	1109,24	36,97	12,85	2,02
	100	1119,31	34,86	1148,14	36,94	28,83	2,08
	150	1144,83	34,86	1187,72	36,91	42,89	2,05
	200	1173,21	34,96	1227,98	36,88	54,78	1,92
	250	1204,71	35,00	1268,94	36,85	64,23	1,85
	300	1239,56	35,09	1310,60	36,82	71,05	1,72
	350	1277,68	35,15	1352,99	36,79	75,31	1,64
	400	1318,93	35,24	1396,11	36,76	77,18	1,53
	450	1362,79	35,53	1439,98	36,74	77,19	1,21
	500	1408,65	35,82	1484,61	36,71	75,96	0,89
	550	1456,13	35,86	1530,00	36,69	73,87	0,83
	600	1504,84	35,72	1576,19	36,66	71,35	0,94
	650	1554,61	35,30	1623,17	36,64	68,56	1,34
	700	1605,29	34,79	1670,97	36,62	65,68	1,83
	750	1656,74	34,21	1719,60	36,60	62,85	2,39
	800	1708,94	33,75	1769,06	36,58	60,12	2,82
	850	1761,78	33,05	1819,38	36,56	57,61	3,51
	900	1815,23	32,32	1870,58	36,54	55,34	4,22
	950	1869,31	31,85	1922,66	36,52	53,35	4,67
	1000	1923,91	31,68	1975,64	36,51	51,73	4,83
	1050	1979,07	31,62	2029,54	36,49	50,46	4,87
	1100	2034,71	31,57	2084,37	36,48	49,66	4,91
38	0	1079,50	35,62	1071,00	38,00	8,50	2,38
	50	1095,55	35,07	1109,19	37,96	13,64	2,90
	100	1117,83	34,98	1148,04	37,93	30,21	2,95
	150	1142,78	35,00	1187,57	37,89	44,78	2,89
	200	1170,67	35,06	1227,78	37,86	57,11	2,80
	250	1201,71	35,18	1268,68	37,82	66,97	2,64
	300	1236,11	35,37	1310,30	37,79	74,18	2,42
	350	1273,83	35,61	1352,63	37,76	78,80	2,15
	400	1314,73	35,74	1395,70	37,73	80,97	1,98



T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	450	1358,32	35,87	1439,51	37,69	81,19	1,83
	500	1403,98	35,93	1484,08	37,67	80,10	1,74
	550	1451,31	35,74	1529,42	37,64	78,11	1,90
	600	1499,90	35,50	1575,55	37,61	75,65	2,11
	650	1549,57	34,94	1622,47	37,58	72,91	2,64
	700	1600,16	34,52	1670,21	37,56	70,05	3,04
	750	1651,54	33,13	1718,78	37,53	67,24	4,41
	800	1703,67	32,34	1768,18	37,51	64,51	5,17
	850	1756,43	32,14	1818,44	37,49	62,01	5,35
	900	1809,83	31,96	1869,57	37,47	59,74	5,50
	950	1863,85	31,68	1921,59	37,45	57,74	5,77
	1000	1918,39	31,63	1974,50	37,43	56,11	5,80
	1050	1973,51	31,57	2028,34	37,42	54,83	5,85
	1100	2029,09	31,57	2083,10	37,40	54,01	5,83
39	0	1079,22	36,47	1071,00	39,00	8,22	2,53
	50	1094,87	35,99	1109,14	38,96	14,27	2,97
	100	1116,62	35,25	1147,94	38,92	31,32	3,67
	150	1141,12	35,14	1187,42	38,88	46,29	3,73
	200	1168,62	35,73	1227,57	38,84	58,95	3,10
	250	1199,29	35,79	1268,43	38,80	69,13	3,01
	300	1233,35	35,90	1309,99	38,76	76,64	2,86
	350	1270,74	35,95	1352,27	38,72	81,53	2,77
	400	1311,35	35,74	1395,28	38,69	83,93	2,95
	450	1354,72	35,55	1439,04	38,65	84,32	3,10
	500	1400,21	35,50	1483,55	38,62	83,34	3,12
	550	1447,42	35,32	1528,84	38,59	81,42	3,27
	600	1495,91	34,84	1574,90	38,56	79,00	3,72
	650	1545,49	34,63	1621,77	38,53	76,28	3,90
	700	1596,02	33,42	1669,45	38,50	73,43	5,08
	750	1647,33	33,19	1717,95	38,47	70,62	5,28
	800	1699,41	32,36	1767,30	38,44	67,89	6,08
	850	1752,12	31,97	1817,50	38,42	65,38	6,45

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs- Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	900	1805,47	31,69	1868,57	38,40	63,10	6,71
	950	1859,44	31,63	1920,52	38,38	61,08	6,74
	1000	1913,94	31,57	1973,37	38,36	59,43	6,78
	1050	1969,01	31,57	2027,14	38,34	58,13	6,77
	1100	2024,55	31,57	2081,83	38,32	57,28	6,75
40	0	1079,05	37,11	1071,00	40,00	8,05	2,89
	50	1094,44	36,53	1109,09	39,95	14,65	3,43
	100	1115,86	35,64	1147,84	39,91	31,98	4,27
	150	1140,09	35,21	1187,27	39,86	47,17	4,65
	200	1167,36	35,77	1227,37	39,82	60,02	4,05
	250	1197,81	35,82	1268,17	39,77	70,37	3,96
	300	1231,64	35,92	1309,68	39,73	78,03	3,81
	350	1268,84	35,84	1351,90	39,69	83,07	3,85
	400	1309,27	35,59	1394,86	39,65	85,60	4,06
	450	1352,50	35,48	1438,56	39,61	86,06	4,13
	500	1397,89	34,91	1483,02	39,58	85,13	4,66
	550	1445,01	34,69	1528,25	39,54	83,24	4,85
	600	1493,44	33,97	1574,26	39,50	80,82	5,53
	650	1542,98	33,83	1621,07	39,47	78,09	5,65
	700	1593,46	33,23	1668,69	39,44	75,23	6,21
	750	1644,73	32,97	1717,13	39,41	72,40	6,44
	800	1696,77	32,38	1766,42	39,38	69,64	7,00
	850	1749,45	32,12	1816,55	39,35	67,10	7,23
	900	1802,77	31,98	1867,56	39,33	64,79	7,35
	950	1856,71	31,79	1919,45	39,30	62,74	7,51
	1000	1911,18	31,64	1972,23	39,28	61,05	7,64
	1050	1966,23	31,57	2025,94	39,26	59,71	7,69
	1100	2021,75	31,57	2080,57	39,24	58,82	7,67
MEAN SQUARE ERROR						42,20	2,18
ROOT MEAN SQUARE ERROR						6,50	1,48
<b>ERROR</b>						<b>0,43</b>	<b>4,41</b>
<b>AVERAGE ERROR INJECTION WELL CO2</b>						<b>0,40</b>	<b>3,67</b>

**Tabel A.4** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada sumur injeksi dengan inlet tekanan 1071 psi, temperatur 25°C, dan laju aliran massa bervariasi.

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Fanning		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
0,2	0	1105,60	22,74	1071,00	25,00	34,60	2,26
	50	1162,39	23,81	1141,91	25,22	20,48	1,41
	100	1233,37	24,53	1212,82	25,44	20,55	0,91
	150	1304,34	25,05	1283,73	25,64	20,61	0,59
	200	1375,31	25,54	1354,64	25,84	20,66	0,30
	250	1446,27	25,88	1425,56	26,03	20,71	0,15
	300	1517,23	26,13	1496,47	26,22	20,76	0,09
	350	1588,20	26,43	1567,39	26,39	20,82	0,03
	400	1659,15	26,71	1638,30	26,56	20,84	0,15
	450	1730,14	26,99	1709,23	26,73	20,91	0,27
	500	1801,08	27,27	1780,15	26,88	20,93	0,39
	550	1872,07	27,55	1851,07	27,03	21,00	0,51
	600	1943,01	27,82	1922,00	27,18	21,02	0,64
	650	2013,96	28,09	1992,93	27,32	21,03	0,78
	700	2084,95	28,37	2063,86	27,45	21,09	0,92
	750	2155,89	28,64	2134,79	27,58	21,10	1,06
	800	2226,88	28,91	2205,73	27,70	21,15	1,21
	850	2297,82	29,19	2276,66	27,82	21,16	1,37
	900	2368,77	29,46	2347,61	27,93	21,16	1,53
	950	2439,75	29,73	2418,55	28,04	21,21	1,69
	1000	2510,70	30,00	2489,50	28,15	21,20	1,86
	1050	2581,69	30,28	2560,44	28,25	21,24	2,03
	1100	2652,63	30,50	2631,40	28,34	21,23	2,15
0,3	0	1105,59	23,46	1071,00	25,00	34,59	1,54
	50	1162,37	24,01	1141,91	25,24	20,46	1,23
	100	1233,35	24,47	1212,82	25,47	20,53	1,00
	150	1304,32	24,87	1283,73	25,70	20,59	0,82
	200	1375,29	25,16	1354,64	25,91	20,65	0,75
	250	1446,26	25,50	1425,55	26,12	20,70	0,62
	300	1517,22	25,82	1496,47	26,31	20,75	0,50

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Fanning		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	350	1588,19	26,06	1567,38	26,50	20,81	0,44
	400	1659,14	26,41	1638,30	26,68	20,84	0,27
	450	1730,13	26,70	1709,22	26,85	20,91	0,15
	500	1801,08	26,98	1780,14	27,02	20,94	0,04
	550	1872,07	27,26	1851,06	27,17	21,01	0,08
	600	1943,02	27,53	1921,98	27,32	21,03	0,21
	650	2013,96	27,81	1992,91	27,47	21,05	0,34
	700	2084,95	27,92	2063,84	27,61	21,12	0,31
	750	2155,90	27,97	2134,77	27,74	21,13	0,23
	800	2226,89	28,08	2205,70	27,87	21,19	0,22
	850	2297,84	28,36	2276,64	27,99	21,20	0,37
	900	2368,78	28,69	2347,57	28,10	21,21	0,58
	950	2439,77	29,12	2418,52	28,22	21,26	0,91
	1000	2510,72	30,00	2489,46	28,32	21,26	1,68
	1050	2581,71	30,05	2560,41	28,42	21,30	1,63
	1100	2652,66	30,33	2631,36	28,52	21,30	1,80
0,4	0	1105,59	23,83	1071,00	25,00	34,59	1,17
	50	1162,36	24,17	1141,91	25,26	20,45	1,08
	100	1233,33	24,56	1212,82	25,50	20,51	0,94
	150	1304,30	24,99	1283,73	25,74	20,57	0,75
	200	1375,27	25,11	1354,64	25,96	20,63	0,86
	250	1446,23	25,40	1425,55	26,18	20,68	0,78
	300	1517,20	25,63	1496,46	26,38	20,74	0,75
	350	1588,18	25,92	1567,38	26,58	20,80	0,66
	400	1659,12	26,20	1638,29	26,76	20,83	0,57
	450	1730,12	26,48	1709,21	26,94	20,91	0,46
	500	1801,06	26,76	1780,13	27,11	20,94	0,36
	550	1872,06	26,98	1851,05	27,28	21,01	0,30
	600	1943,01	27,20	1921,97	27,43	21,03	0,23
	650	2013,95	27,47	1992,90	27,58	21,06	0,11
	700	2084,95	27,69	2063,82	27,72	21,12	0,03
	750	2155,89	27,80	2134,75	27,86	21,14	0,05
	800	2226,89	28,02	2205,68	27,99	21,20	0,04

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Fanning		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	850	2297,84	28,30	2276,62	28,11	21,22	0,19
	900	2368,78	28,41	2347,55	28,23	21,23	0,18
	950	2439,78	28,68	2418,49	28,34	21,28	0,34
	1000	2510,72	29,23	2489,43	28,45	21,29	0,78
	1050	2581,72	30,05	2560,38	28,55	21,34	1,50
	1100	2652,66	27,57	2631,33	28,65	21,34	1,08
0,5	0	1105,58	24,06	1071,00	25,00	34,58	0,94
	50	1162,35	24,44	1141,91	25,27	20,44	0,83
	100	1233,32	24,73	1212,82	25,53	20,50	0,79
	150	1304,28	24,99	1283,73	25,77	20,55	0,78
	200	1375,24	25,04	1354,64	26,00	20,61	0,97
	250	1446,21	25,50	1425,55	26,23	20,66	0,72
	300	1517,18	25,87	1496,46	26,44	20,71	0,57
	350	1588,15	25,98	1567,37	26,64	20,78	0,66
	400	1659,10	26,30	1638,29	26,83	20,81	0,54
	450	1730,09	26,56	1709,20	27,02	20,89	0,45
	500	1801,04	26,89	1780,12	27,19	20,92	0,30
	550	1872,03	27,10	1851,04	27,36	20,99	0,25
	600	1942,98	27,27	1921,96	27,52	21,02	0,25
	650	2013,93	27,54	1992,89	27,67	21,05	0,13
	700	2084,93	27,70	2063,81	27,81	21,11	0,11
	750	2155,88	27,92	2134,74	27,95	21,14	0,03
	800	2226,87	28,13	2205,67	28,08	21,20	0,05
	850	2297,82	28,46	2276,60	28,21	21,22	0,25
	900	2368,77	28,57	2347,53	28,32	21,23	0,24
	950	2439,76	28,73	2418,47	28,44	21,29	0,29
	1000	2510,71	29,00	2489,41	28,55	21,30	0,46
	1050	2581,70	29,55	2560,36	28,65	21,35	0,90
	1100	2652,65	29,82	2631,30	28,75	21,35	1,08
MEAN SQUARE ERROR						21,55	0,68
ROOT MEAN SQUARE ERROR						4,64	0,83
<b>ERROR</b>						<b>0,25</b>	<b>3,05</b>

**Tabel A.5** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada sumur injeksi dengan inlet laju aliran massa 0,3, temperatur 25°C, dan tekanan injeksi bervariasi.

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Fanning		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
1071	0	1105,59	23,46	1071,00	25,00	34,59	1,54
	50	1162,37	24,01	1141,91	25,24	20,46	1,23
	100	1233,35	24,47	1212,82	25,47	20,53	1,00
	150	1304,32	24,87	1283,73	25,70	20,59	0,82
	200	1375,29	25,16	1354,64	25,91	20,65	0,75
	250	1446,26	25,50	1425,55	26,12	20,70	0,62
	300	1517,22	25,82	1496,47	26,31	20,75	0,50
	350	1588,19	26,06	1567,38	26,50	20,81	0,44
	400	1659,14	26,41	1638,30	26,68	20,84	0,27
	450	1730,13	26,70	1709,22	26,85	20,91	0,15
	500	1801,08	26,98	1780,14	27,02	20,94	0,04
	550	1872,07	27,26	1851,06	27,17	21,01	0,08
	600	1943,02	27,53	1921,98	27,32	21,03	0,21
	650	2013,96	27,81	1992,91	27,47	21,05	0,34
	700	2084,95	27,92	2063,84	27,61	21,12	0,31
	750	2155,90	27,97	2134,77	27,74	21,13	0,23
	800	2226,89	28,08	2205,70	27,87	21,19	0,22
	850	2297,84	28,36	2276,64	27,99	21,20	0,37
	900	2368,78	28,69	2347,57	28,10	21,21	0,58
	950	2439,77	29,12	2418,52	28,22	21,26	0,91
	1000	2510,72	30,00	2489,46	28,32	21,26	1,68
	1050	2581,71	30,05	2560,41	28,42	21,30	1,63
	1100	2652,66	30,33	2631,36	28,52	21,30	1,80
1100	0	1134,59	23,46	1100,00	25,00	34,59	1,54
	50	1191,38	24,39	1170,91	25,24	20,47	0,86
	100	1262,36	24,72	1241,82	25,47	20,53	0,76
	150	1333,33	24,87	1312,73	25,70	20,59	0,82
	200	1404,30	25,02	1383,65	25,91	20,65	0,89
	250	1475,27	25,37	1454,56	26,11	20,70	0,75
	300	1546,23	25,63	1525,48	26,31	20,76	0,68

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Fanning		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	350	1617,21	25,75	1596,39	26,50	20,81	0,74
	400	1688,16	25,94	1667,31	26,68	20,85	0,74
	450	1759,15	26,12	1738,23	26,85	20,92	0,73
	500	1830,10	26,29	1809,15	27,01	20,94	0,72
	550	1901,09	26,75	1880,08	27,17	21,01	0,42
	600	1972,04	26,92	1951,00	27,32	21,04	0,40
	650	2042,99	27,03	2021,93	27,47	21,06	0,43
	700	2113,98	27,20	2092,86	27,61	21,12	0,41
	750	2184,93	27,37	2163,80	27,74	21,13	0,37
	800	2255,92	27,53	2234,73	27,87	21,19	0,33
	850	2326,87	27,70	2305,67	27,99	21,20	0,29
	900	2397,82	27,97	2376,61	28,10	21,21	0,13
	950	2468,81	28,25	2447,55	28,22	21,26	0,03
	1000	2539,76	28,63	2518,50	28,32	21,26	0,31
	1050	2610,75	29,72	2589,45	28,42	21,31	1,30
	1100	2681,70	30,27	2660,40	28,52	21,30	1,75
1200	0	1234,60	23,46	1200,00	25,00	34,60	1,54
	50	1291,39	24,64	1270,92	25,24	20,47	0,60
	100	1362,37	24,80	1341,83	25,47	20,54	0,68
	150	1433,35	24,95	1412,75	25,70	20,60	0,75
	200	1504,33	25,23	1483,67	25,91	20,65	0,68
	250	1575,30	24,27	1554,59	26,11	20,71	1,84
	300	1646,28	25,56	1625,52	26,31	20,76	0,74
	350	1717,26	25,82	1696,44	26,50	20,82	0,68
	400	1788,22	25,94	1767,36	26,68	20,85	0,74
	450	1859,22	26,06	1838,29	26,85	20,92	0,79
	500	1930,17	26,41	1909,22	27,01	20,95	0,60
	550	2001,17	26,64	1980,15	27,17	21,02	0,53
	600	2072,13	26,87	2051,08	27,32	21,05	0,46
	650	2143,08	26,98	2122,02	27,47	21,07	0,49
	700	2214,08	27,15	2192,95	27,60	21,13	0,46
	750	2285,04	27,37	2263,89	27,74	21,15	0,37
	800	2356,04	27,53	2334,83	27,86	21,20	0,33

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Fanning		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	850	2426,99	27,70	2405,78	27,98	21,22	0,29
	900	2497,95	28,25	2476,72	28,10	21,22	0,15
	950	2568,95	28,58	2547,67	28,21	21,27	0,37
	1000	2639,90	29,18	2618,63	28,32	21,28	0,86
	1050	2710,90	29,72	2689,58	28,42	21,32	1,30
	1100	2781,86	30,22	2760,54	28,52	21,32	1,70
MEAN SQUARE ERROR						21,56	0,70
ROOT MEAN SQUARE ERROR						4,64	0,83
<b>ERROR</b>						<b>0,24</b>	<b>3,11</b>

**Tabel A.6** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada sumur injeksi dengan inlet laju aliran massa 0,3 kg/s, tekanan 1071 psi, dan temperatur injeksi bervariasi.

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
25	0	1105,59	23,46	1071,00	25,00	34,59	1,54
	50	1162,37	24,01	1141,91	25,24	20,46	1,23
	100	1233,35	24,47	1212,82	25,47	20,53	1,00
	150	1304,32	24,87	1283,73	25,70	20,59	0,82
	200	1375,29	25,16	1354,64	25,91	20,65	0,75
	250	1446,26	25,50	1425,55	26,12	20,70	0,62
	300	1517,22	25,82	1496,47	26,31	20,75	0,50
	350	1588,19	26,06	1567,38	26,50	20,81	0,44
	400	1659,14	26,41	1638,30	26,68	20,84	0,27
	450	1730,13	26,70	1709,22	26,85	20,91	0,15
	500	1801,08	26,98	1780,14	27,02	20,94	0,04
	550	1872,07	27,26	1851,06	27,17	21,01	0,08
	600	1943,02	27,53	1921,98	27,32	21,03	0,21
	650	2013,96	27,81	1992,91	27,47	21,05	0,34
	700	2084,95	27,92	2063,84	27,61	21,12	0,31



T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	750	2155,90	27,97	2134,77	27,74	21,13	0,23
	800	2226,89	28,08	2205,70	27,87	21,19	0,22
	850	2297,84	28,36	2276,64	27,99	21,20	0,37
	900	2368,78	28,69	2347,57	28,10	21,21	0,58
	950	2439,77	29,12	2418,52	28,22	21,26	0,91
	1000	2510,72	30,00	2489,46	28,32	21,26	1,68
	1050	2581,71	30,05	2560,41	28,42	21,30	1,63
	1100	2652,66	30,33	2631,36	28,52	21,30	1,80
26	0	1105,58	24,37	1071,00	26,00	34,58	1,63
	50	1162,35	24,58	1141,89	26,20	20,46	1,62
	100	1233,32	24,84	1212,79	26,39	20,53	1,56
	150	1304,28	25,10	1283,68	26,58	20,60	1,48
	200	1375,25	25,37	1354,58	26,76	20,67	1,39
	250	1446,21	25,64	1425,48	26,93	20,73	1,29
	300	1517,17	25,91	1496,38	27,09	20,79	1,18
	350	1588,15	26,18	1567,28	27,24	20,86	1,06
	400	1659,09	26,45	1638,19	27,39	20,90	0,94
	450	1730,08	26,73	1709,09	27,54	20,99	0,81
	500	1801,03	27,00	1780,00	27,67	21,02	0,67
	550	1872,02	27,27	1850,91	27,80	21,10	0,53
	600	1942,96	27,54	1921,83	27,93	21,14	0,38
	650	2013,91	27,82	1992,74	28,05	21,17	0,23
	700	2084,90	28,09	2063,66	28,16	21,24	0,07
	750	2155,85	28,36	2134,59	28,27	21,26	0,09
	800	2226,84	28,63	2205,51	28,37	21,33	0,26
	850	2297,78	28,91	2276,44	28,47	21,35	0,43
	900	2368,73	29,18	2347,37	28,57	21,36	0,61
	950	2439,72	29,45	2418,30	28,66	21,42	0,79
	1000	2510,67	29,73	2489,24	28,75	21,43	0,98
	1050	2581,66	30,00	2560,18	28,83	21,48	1,16
	1100	2652,60	30,27	2631,12	28,91	21,48	1,36
27	0	1105,58	25,29	1071,00	27,00	34,58	1,71
	50	1162,33	25,25	1141,88	27,16	20,46	1,91

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	100	1233,29	25,29	1212,76	27,31	20,53	2,02
	150	1304,25	25,41	1283,64	27,46	20,61	2,05
	200	1375,20	25,58	1354,52	27,60	20,68	2,02
	250	1446,16	25,78	1425,40	27,73	20,76	1,95
	300	1517,13	26,01	1496,29	27,86	20,83	1,86
	350	1588,10	26,25	1567,18	27,99	20,91	1,74
	400	1659,04	26,50	1638,08	28,10	20,97	1,61
	450	1730,03	26,75	1708,97	28,22	21,06	1,46
	500	1800,98	27,02	1779,87	28,32	21,11	1,31
	550	1871,97	27,28	1850,77	28,43	21,20	1,14
	600	1942,91	27,55	1921,67	28,52	21,24	0,97
	650	2013,86	27,82	1992,58	28,62	21,28	0,80
	700	2084,85	28,09	2063,49	28,71	21,36	0,62
	750	2155,80	28,36	2134,40	28,80	21,39	0,43
	800	2226,79	28,64	2205,32	28,88	21,46	0,24
	850	2297,73	28,91	2276,24	28,96	21,49	0,05
	900	2368,68	29,18	2347,16	29,03	21,52	0,15
	950	2439,67	29,45	2418,09	29,10	21,58	0,35
	1000	2510,62	29,73	2489,02	29,17	21,60	0,55
	1050	2581,61	30,00	2559,95	29,24	21,65	0,76
	1100	2652,55	30,27	2630,89	29,30	21,66	0,97
28	0	1105,57	26,20	1071,00	28,00	34,57	1,80
	50	1162,31	25,92	1141,86	28,12	20,45	2,20
	100	1233,26	25,74	1212,72	28,23	20,53	2,49
	150	1304,21	25,72	1283,59	28,34	20,62	2,62
	200	1375,16	25,79	1354,46	28,44	20,70	2,66
	250	1446,12	25,92	1425,33	28,54	20,79	2,62
	300	1517,08	26,10	1496,21	28,63	20,87	2,53
	350	1588,05	26,31	1567,08	28,72	20,96	2,41
	400	1658,99	26,54	1637,96	28,81	21,03	2,27
	450	1729,98	26,78	1708,85	28,89	21,13	2,11
	500	1800,93	27,04	1779,74	28,97	21,19	1,93
	550	1871,92	27,30	1850,63	29,05	21,29	1,75

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	600	1942,86	27,56	1921,52	29,12	21,34	1,56
	650	2013,81	27,83	1992,42	29,19	21,39	1,36
	700	2084,80	28,10	2063,32	29,25	21,48	1,16
	750	2155,74	28,37	2134,22	29,32	21,52	0,95
	800	2226,73	28,64	2205,13	29,38	21,60	0,74
	850	2297,68	28,91	2276,04	29,43	21,64	0,52
	900	2368,63	29,18	2346,96	29,49	21,67	0,31
	950	2439,62	29,45	2417,88	29,54	21,74	0,09
	1000	2510,56	29,73	2488,80	29,59	21,76	0,13
	1050	2581,55	30,00	2559,72	29,64	21,83	0,36
	1100	2652,50	30,27	2630,65	29,69	21,85	0,59
29	0	1105,56	27,11	1071,00	29,00	34,56	1,89
	50	1162,29	26,58	1141,84	29,07	20,45	2,49
	100	1233,23	26,20	1212,69	29,15	20,54	2,95
	150	1304,17	26,02	1283,54	29,21	20,63	3,19
	200	1375,12	25,99	1354,40	29,28	20,72	3,29
	250	1446,07	26,06	1425,26	29,34	20,82	3,28
	300	1517,03	26,20	1496,12	29,40	20,91	3,21
	350	1588,00	26,37	1566,98	29,46	21,01	3,08
	400	1658,94	26,58	1637,85	29,51	21,09	2,93
	450	1729,93	26,81	1708,73	29,57	21,20	2,75
	500	1800,87	27,06	1779,60	29,62	21,27	2,56
	550	1871,86	27,31	1850,48	29,66	21,38	2,35
	600	1942,81	27,57	1921,37	29,71	21,44	2,14
	650	2013,76	27,83	1992,26	29,75	21,50	1,92
	700	2084,75	28,10	2063,15	29,79	21,60	1,69
	750	2155,69	28,37	2134,04	29,83	21,65	1,46
	800	2226,68	28,64	2204,94	29,87	21,74	1,23
	850	2297,63	28,91	2275,85	29,91	21,78	1,00
	900	2368,57	29,18	2346,75	29,94	21,82	0,76
	950	2439,56	29,45	2417,67	29,97	21,90	0,52
	1000	2510,51	29,73	2488,58	30,01	21,93	0,28
	1050	2581,50	30,00	2559,50	30,04	22,00	0,04

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	1100	2652,45	30,27	2630,42	30,06	22,02	0,21
30	0	1105,55	28,03	1071,00	30,00	34,55	1,97
	50	1162,27	27,25	1141,83	30,03	20,44	2,78
	100	1233,20	26,65	1212,66	30,06	20,53	3,41
	150	1304,13	26,33	1283,50	30,09	20,63	3,76
	200	1375,08	26,20	1354,34	30,12	20,74	3,91
	250	1446,03	26,20	1425,18	30,14	20,84	3,94
	300	1516,98	26,29	1496,03	30,17	20,95	3,88
	350	1587,95	26,44	1566,89	30,19	21,06	3,75
	400	1658,89	26,63	1637,74	30,21	21,15	3,59
	450	1729,88	26,84	1708,61	30,23	21,27	3,39
	500	1800,82	27,08	1779,47	30,25	21,35	3,18
	550	1871,81	27,32	1850,34	30,27	21,47	2,95
	600	1942,76	27,58	1921,22	30,29	21,54	2,71
	650	2013,70	27,84	1992,09	30,31	21,61	2,47
	700	2084,69	28,11	2062,98	30,33	21,72	2,22
	750	2155,64	28,37	2133,86	30,34	21,78	1,97
	800	2226,63	28,64	2204,76	30,36	21,87	1,72
	850	2297,58	28,91	2275,65	30,37	21,92	1,46
	900	2368,52	29,18	2346,55	30,39	21,97	1,21
	950	2439,51	29,45	2417,46	30,40	22,06	0,95
	1000	2510,46	29,73	2488,36	30,42	22,09	0,69
	1050	2581,45	30,00	2559,28	30,43	22,17	0,43
	1100	2652,40	30,27	2630,19	30,44	22,20	0,17
31	0	1105,54	28,94	1071,00	31,00	34,54	2,06
	50	1162,25	27,92	1141,81	30,99	20,44	3,07
	100	1233,16	27,10	1212,63	30,97	20,53	3,87
	150	1304,09	26,64	1283,45	30,96	20,64	4,33
	200	1375,03	26,41	1354,28	30,95	20,75	4,54
	250	1445,98	26,34	1425,11	30,94	20,87	4,60
	300	1516,93	26,39	1495,95	30,93	20,99	4,54
	350	1587,90	26,50	1566,79	30,92	21,11	4,41
	400	1658,84	26,67	1637,63	30,91	21,21	4,24

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	450	1729,83	26,87	1708,48	30,90	21,34	4,03
	500	1800,77	27,10	1779,34	30,89	21,43	3,79
	550	1871,76	27,34	1850,20	30,88	21,56	3,54
	600	1942,70	27,59	1921,06	30,87	21,64	3,29
	650	2013,65	27,85	1991,93	30,87	21,72	3,02
	700	2084,64	28,11	2062,81	30,86	21,83	2,75
	750	2155,59	28,38	2133,69	30,85	21,90	2,48
	800	2226,58	28,64	2204,57	30,85	22,01	2,20
	850	2297,52	28,91	2275,46	30,84	22,07	1,93
	900	2368,47	29,18	2346,35	30,83	22,12	1,65
	950	2439,46	29,46	2417,25	30,83	22,21	1,37
	1000	2510,41	29,73	2488,15	30,82	22,26	1,09
	1050	2581,40	30,00	2559,05	30,82	22,34	0,82
	1100	2652,34	30,27	2629,97	30,81	22,38	0,54
MEAN SQUARE ERROR						21,82	1,66
ROOT MEAN SQUARE ERROR						4,67	1,29
<b>ERROR</b>						<b>0,25</b>	<b>4,69</b>
<b>AVERAGE ERROR INJECTION WELL AIR</b>						<b>0,25</b>	<b>3,62</b>

## LAMPIRAN B. Validasi Pemodelan Tekanan dan Suhu pada *Reservoir*

Validasi model ini dilakukan melalui perbandingan antara hasil model persamaan dan *software* COMSOL *Multithysics*. Pemodelan dilakukan berdasarkan jarak dari sumur injeksi horizontal untuk setiap 10- m yaitu dari 0-100 m. Hasil yang ditampilkan pada tabel dibawah ini merupakan rata-rata dari setiap variasi variabel yang dioptimisasi.

Pemodelan dan validasi dilakukan dua kali yaitu untuk injeksi CO<sub>2</sub> dan untuk air.

**Tabel B.1** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada *reservoir* dengan inlet tekanan 1071 psi, temperatur 31°C, dan laju aliran massa bervariasi.

m (kg/s)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
0,2	0	2081,99	32,62	2042,91	30,97	39,07	1,65
	10	2059,83	32,42	2018,61	30,97	41,23	1,45
	20	2035,50	32,12	1994,60	30,98	40,90	1,14
	30	2011,47	31,96	1970,91	30,98	40,56	0,98
	40	1987,73	31,78	1947,52	30,98	40,21	0,80
	50	1964,30	31,74	1924,45	30,98	39,85	0,76
	60	1941,17	31,66	1901,68	30,99	39,49	0,68
	70	1918,34	31,60	1879,23	30,99	39,11	0,61
	80	1895,83	31,52	1857,09	30,99	38,74	0,53
	90	1873,62	31,48	1835,26	30,99	38,35	0,49
	100	1851,72	31,45	1813,75	30,99	37,96	0,46
0,3	0	2087,16	32,87	2091,97	30,96	4,81	1,90
	10	2053,91	32,67	2054,61	30,97	0,70	1,71
	20	2017,61	32,19	2017,94	30,97	0,33	1,21
	30	1981,98	32,01	1981,95	30,97	0,03	1,04
	40	1947,03	31,85	1946,64	30,98	0,39	0,87
	50	1912,77	31,82	1912,03	30,98	0,74	0,84

m (kg/s)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	60	1879,20	31,74	1878,12	30,98	1,08	0,76
	70	1846,33	31,69	1844,92	30,98	1,41	0,71
	80	1814,16	31,62	1812,43	30,99	1,73	0,64
	90	1782,69	31,59	1780,65	30,99	2,04	0,60
	100	1751,94	31,56	1749,60	30,99	2,34	0,57
0,4	0	2091,55	33,03	2141,56	30,96	50,01	2,07
	10	2047,21	32,86	2090,61	30,96	43,39	1,90
	20	1999,08	32,28	2040,83	30,97	41,75	1,31
	30	1952,15	32,06	1992,27	30,97	40,11	1,09
	40	1906,45	31,91	1944,92	30,97	38,47	0,94
	50	1861,97	31,89	1898,81	30,98	36,83	0,91
	60	1818,75	31,82	1853,94	30,98	35,19	0,84
	70	1776,78	31,77	1810,34	30,98	33,56	0,79
	80	1736,08	31,71	1768,02	30,98	31,94	0,73
	90	1696,65	31,68	1726,98	30,98	30,33	0,70
	100	1658,49	31,65	1687,23	30,98	28,74	0,67
0,5	0	2095,66	33,14	2191,63	30,96	95,97	2,18
	10	2040,21	32,99	2126,53	30,96	86,32	2,03
	20	1980,38	32,41	2063,27	30,96	82,88	1,45
	30	1922,45	32,12	2001,86	30,97	79,41	1,15
	40	1866,45	31,97	1942,36	30,97	75,91	1,00
	50	1812,39	31,95	1884,79	30,97	72,40	0,98
	60	1760,31	31,89	1829,19	30,97	68,88	0,91
	70	1710,21	31,84	1775,57	30,98	65,36	0,87
	80	1662,11	31,79	1723,95	30,98	61,85	0,81
	90	1616,00	31,77	1674,36	30,98	58,36	0,79
	100	1571,90	31,74	1626,81	30,98	54,91	0,76
MEAN SQUARE ERROR						37,81	1,03
ROOT MEAN SQUARE ERROR						6,15	1,01
<b>ERROR</b>						<b>0,32</b>	<b>3,17</b>

**Tabel B.2** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada *reservoir* dengan inlet laju aliran massa 0,3, temperatur 31°C, dan tekanan injeksi bervariasi.

P (psi)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
1071	0	2087,16	32,87	2091,97	30,96	4,81	1,90
	10	2053,91	32,67	2054,61	30,97	0,70	1,71
	20	2017,61	32,19	2017,94	30,97	0,33	1,21
	30	1981,98	32,01	1981,95	30,97	0,03	1,04
	40	1947,03	31,85	1946,64	30,98	0,39	0,87
	50	1912,77	31,82	1912,03	30,98	0,74	0,84
	60	1879,20	31,74	1878,12	30,98	1,08	0,76
	70	1846,33	31,69	1844,92	30,98	1,41	0,71
	80	1814,16	31,62	1812,43	30,99	1,73	0,64
	90	1782,69	31,59	1780,65	30,99	2,04	0,60
	100	1751,94	31,56	1749,60	30,99	2,34	0,57
1100	0	2134,67	32,75	2091,97	30,97	42,70	1,78
	10	2100,67	32,57	2054,61	30,97	46,06	1,60
	20	2063,53	32,14	2017,94	30,97	45,59	1,17
	30	2027,05	31,98	1981,95	30,98	45,11	1,00
	40	1991,25	31,82	1946,64	30,98	44,61	0,84
	50	1956,12	31,79	1912,03	30,98	44,09	0,81
	60	1921,68	31,72	1878,12	30,98	43,55	0,74
	70	1887,93	31,67	1844,92	30,98	43,01	0,68
	80	1854,87	31,60	1812,43	30,99	42,44	0,61
	90	1822,52	31,57	1780,65	30,99	41,87	0,58
	100	1790,87	31,54	1749,60	30,99	41,28	0,55
1200	0	2298,35	32,34	2280,03	30,97	18,32	1,37
	10	2261,97	32,23	2239,60	30,97	22,38	1,25
	20	2222,15	32,00	2199,80	30,98	22,35	1,03
	30	2182,96	31,86	2160,64	30,98	22,32	0,88
	40	2144,41	31,71	2122,14	30,98	22,27	0,73
	50	2106,51	31,69	2084,29	30,98	22,22	0,70
	60	2069,27	31,62	2047,11	30,98	22,16	0,64
	70	2032,69	31,57	2010,61	30,99	22,08	0,58



P (psi)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1996,78	31,51	1974,78	30,99	22,00	0,52
	90	1961,55	31,48	1939,64	30,99	21,91	0,49
	100	1927,01	31,45	1905,20	30,99	21,81	0,46
MEAN SQUARE ERROR						22,29	0,91
ROOT MEAN SQUARE ERROR						4,72	0,95
<b>ERROR</b>						<b>0,24</b>	<b>2,98</b>

**Tabel B.3** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada *reservoir* dengan inlet laju aliran massa 0,3 kg/s, tekanan 1071 psi, dan temperatur injeksi bervariasi.

T (C)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
31	0	2087,16	32,87	2091,97	30,96	4,81	1,90
	10	2053,91	32,67	2054,61	30,97	0,70	1,71
	20	2017,61	32,19	2017,94	30,97	0,33	1,21
	30	1981,98	32,01	1981,95	30,97	0,03	1,04
	40	1947,03	31,85	1946,64	30,98	0,39	0,87
	50	1912,77	31,82	1912,03	30,98	0,74	0,84
	60	1879,20	31,74	1878,12	30,98	1,08	0,76
	70	1846,33	31,69	1844,92	30,98	1,41	0,71
	80	1814,16	31,62	1812,43	30,99	1,73	0,64
	90	1782,69	31,59	1780,65	30,99	2,04	0,60
	100	1751,94	31,56	1749,60	30,99	2,34	0,57
32	0	2105,88	33,45	2090,70	31,88	15,18	1,57
	10	2072,34	32,85	2055,33	31,79	17,01	1,06
	20	2035,70	32,25	2020,42	31,70	15,28	0,54
	30	1999,73	32,07	1985,98	31,63	13,75	0,44
	40	1964,44	31,91	1952,06	31,56	12,38	0,34
	50	1929,83	31,88	1918,66	31,50	11,17	0,38
	60	1895,92	31,80	1885,81	31,45	10,10	0,36
	70	1862,70	31,75	1853,53	31,40	9,16	0,35

T (C)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1830,17	31,68	1821,84	31,36	8,34	0,32
	90	1798,36	31,65	1790,74	31,32	7,61	0,33
	100	1767,25	31,62	1760,26	31,29	6,99	0,33
33	0	2124,24	34,02	2089,43	32,80	34,81	1,21
	10	2090,41	32,89	2056,05	32,60	34,36	0,30
	20	2053,45	32,28	2022,87	32,42	30,58	0,14
	30	2017,15	32,10	1989,95	32,26	27,21	0,15
	40	1981,53	31,95	1957,34	32,12	24,20	0,17
	50	1946,59	31,92	1925,09	32,00	21,51	0,08
	60	1912,34	31,85	1893,23	31,89	19,11	0,04
	70	1878,78	31,80	1861,80	31,79	16,98	0,01
	80	1845,92	31,73	1830,83	31,70	15,09	0,03
	90	1813,76	31,70	1800,35	31,63	13,41	0,07
	100	1782,31	31,67	1770,39	31,56	11,92	0,11
34	0	2142,23	34,56	2088,17	33,72	54,06	0,83
	10	2108,12	33,04	2056,77	33,39	51,35	0,35
	20	2070,85	32,34	2025,29	33,11	45,56	0,77
	30	2034,24	32,16	1993,82	32,86	40,41	0,69
	40	1998,30	32,01	1962,46	32,64	35,83	0,64
	50	1963,04	31,97	1931,28	32,46	31,75	0,48
	60	1928,46	31,90	1900,34	32,29	28,12	0,39
	70	1894,57	31,85	1869,69	32,15	24,88	0,30
	80	1861,38	31,78	1839,38	32,02	22,00	0,24
	90	1828,88	31,74	1809,45	31,91	19,43	0,16
	100	1797,10	31,71	1779,94	31,81	17,15	0,09
35	0	2159,84	35,08	2086,90	34,64	72,94	0,44
	10	2125,46	33,04	2057,49	34,17	67,97	1,12
	20	2087,88	32,39	2027,67	33,77	60,21	1,38
	30	2050,97	32,22	1997,60	33,43	53,37	1,21
	40	2014,72	32,05	1967,41	33,13	47,30	1,08
	50	1979,14	32,02	1937,22	32,88	41,92	0,86
	60	1944,25	31,95	1907,12	32,66	37,13	0,72
	70	1910,05	31,89	1877,17	32,47	32,87	0,58

T (C)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1876,53	31,82	1847,45	32,30	29,08	0,49
	90	1843,72	31,78	1818,01	32,16	25,71	0,37
	100	1811,61	31,75	1788,90	32,03	22,71	0,27
36	0	2177,06	35,59	2085,63	35,56	91,43	0,03
	10	2142,42	33,14	2058,21	34,92	84,21	1,78
	20	2104,55	32,43	2030,00	34,39	74,55	1,97
	30	2067,34	32,25	2001,25	33,95	66,09	1,70
	40	2030,80	32,09	1972,16	33,59	58,64	1,50
	50	1994,92	32,05	1942,88	33,27	52,04	1,22
	60	1959,73	31,97	1913,53	33,00	46,20	1,02
	70	1925,21	31,92	1884,21	32,76	41,00	0,84
	80	1891,39	31,84	1855,01	32,56	36,38	0,72
	90	1858,27	31,81	1826,00	32,38	32,27	0,57
	100	1825,84	31,78	1797,23	32,22	28,61	0,44
37	0	2193,91	36,09	2084,37	36,48	109,55	0,39
	10	2159,03	33,32	2058,94	35,64	100,09	2,32
	20	2120,88	32,61	2032,27	34,98	88,60	2,37
	30	2083,38	32,40	2004,76	34,44	78,62	2,04
	40	2046,55	32,20	1976,67	34,00	69,88	1,80
	50	2010,38	32,15	1948,21	33,62	62,17	1,47
	60	1974,89	32,06	1919,53	33,30	55,36	1,24
	70	1940,08	31,99	1890,77	33,02	49,32	1,03
	80	1905,96	31,91	1862,01	32,78	43,95	0,88
	90	1872,53	31,86	1833,37	32,58	39,17	0,71
	100	1839,80	31,83	1804,90	32,39	34,91	0,57
38	0	2210,42	36,58	2083,10	37,40	127,32	0,82
	10	2175,29	32,78	2059,67	36,33	115,62	3,56
	20	2136,87	32,42	2034,47	35,53	102,39	3,10
	30	2099,10	31,98	2008,10	34,89	91,00	2,91
	40	2061,98	31,58	1980,91	34,36	81,07	2,78
	50	2025,53	31,46	1953,17	33,93	72,36	2,46
	60	1989,76	31,29	1925,08	33,56	64,68	2,27
	70	1954,66	31,16	1896,79	33,25	57,87	2,09

T (C)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1920,25	31,03	1868,42	32,98	51,83	1,95
	90	1886,53	30,95	1840,08	32,74	46,45	1,79
	100	1853,51	30,89	1811,85	32,54	41,65	1,66
39	0	2226,70	37,07	2081,83	38,32	144,87	1,25
	10	2191,34	31,64	2060,40	36,98	130,94	5,33
	20	2152,65	31,46	2036,58	36,02	116,07	4,56
	30	2114,61	30,78	2011,22	35,28	103,38	4,50
	40	2077,22	30,13	1984,83	34,68	92,39	4,55
	50	2040,50	29,90	1957,71	34,20	82,78	4,30
	60	2004,44	29,61	1930,12	33,79	74,32	4,18
	70	1969,07	29,38	1902,23	33,44	66,84	4,06
	80	1934,37	29,17	1874,18	33,14	60,19	3,97
	90	1900,37	29,01	1846,09	32,89	54,27	3,88
	100	1867,06	28,89	1818,06	32,67	48,99	3,78
40	0	2243,17	37,57	2080,57	39,24	162,60	1,67
	10	2207,57	32,05	2061,13	37,56	146,44	5,51
	20	2168,61	30,27	2038,55	36,45	130,06	6,18
	30	2130,30	28,94	2014,09	35,61	116,21	6,67
	40	2092,64	27,62	1988,36	34,95	104,28	7,34
	50	2055,64	27,10	1961,77	34,42	93,87	7,32
	60	2019,31	26,52	1934,59	33,97	84,72	7,46
	70	1983,65	25,86	1907,02	33,60	76,63	7,74
	80	1948,68	25,40	1879,23	33,28	69,45	7,88
	90	1914,38	24,93	1851,34	33,01	63,04	8,08
	100	1880,79	24,69	1823,46	32,77	57,32	8,08
MEAN SQUARE ERROR						50,26	1,84
ROOT MEAN SQUARE ERROR						7,09	1,35
<b>ERROR</b>						<b>0,36</b>	<b>4,29</b>
<b>AVARAGE ERROR RESERVOIR CO2</b>						<b>0,31</b>	<b>3,48</b>

**Tabel B.4** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada *reservoir* dengan inlet tekanan 1071 psi, temperatur 25°C, dan laju aliran massa bervariasi.

m (kg/s)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
0,2	0	2631,40	28,34	2631,40	28,34	0,00	0,00
	10	2557,77	30,65	2554,41	28,42	3,36	2,23
	20	2452,63	30,64	2477,65	28,50	25,02	2,14
	30	2400,06	30,59	2401,11	28,57	1,06	2,02
	40	2326,44	30,53	2324,79	28,64	1,65	1,88
	50	2242,30	30,65	2248,67	28,71	6,37	1,94
	60	2179,19	30,64	2172,76	28,78	6,43	1,86
	70	2095,03	30,65	2097,04	28,84	2,02	1,81
	80	2021,38	30,59	2021,52	28,91	0,14	1,69
	90	1958,24	30,61	1946,18	28,97	12,06	1,64
	100	1937,41	30,59	1871,03	29,03	66,38	1,56
0,3	0	2631,35	28,52	2631,36	28,52	0,00	0,00
	10	2536,74	30,64	2516,70	28,59	20,05	2,05
	20	2431,60	30,63	2402,32	28,65	29,28	1,98
	30	2326,44	30,59	2288,22	28,72	38,22	1,87
	40	2221,26	30,53	2174,39	28,78	46,87	1,75
	50	2116,07	30,64	2060,82	28,84	55,25	1,80
	60	2010,85	30,64	1947,50	28,90	63,35	1,74
	70	1905,62	30,64	1834,44	28,96	71,19	1,69
	80	1800,38	30,59	1721,61	29,01	78,76	1,58
	90	1695,11	30,60	1609,02	29,07	86,09	1,54
	100	1589,83	30,59	1496,66	29,12	93,17	1,47
0,4	0	2631,32	28,65	2631,33	28,65	0,00	0,00
	10	2491,13	30,64	2479,23	28,71	11,90	1,93
	20	2336,87	30,63	2327,45	28,77	9,42	1,86
	30	2196,60	30,58	2175,99	28,82	20,61	1,76
	40	2042,27	30,53	2024,84	28,88	17,42	1,65
	50	1887,90	30,64	1873,99	28,93	13,90	1,71
	60	1733,49	30,63	1723,43	28,99	10,05	1,65
	70	1607,13	30,64	1573,16	29,04	33,96	1,60

m (kg/s)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Err or T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1522,87	30,59	1423,17	29,09	99,70	1,50
	90	1382,42	30,60	1273,45	29,14	108,97	1,46
	100	1241,94	30,59	1123,99	29,19	117,95	1,40
0,5	0	2631,30	28,75	2631,30	28,75	0,00	0,00
	10	2456,02	30,63	2441,93	28,80	14,08	1,83
	20	2263,14	30,62	2252,92	28,85	10,22	1,77
	30	2070,20	30,59	2064,25	28,91	5,95	1,68
	40	1877,20	30,54	1875,91	28,96	1,29	1,58
	50	1701,70	30,63	1687,91	29,01	13,79	1,62
	60	1508,59	30,63	1500,22	29,06	8,37	1,57
	70	1332,98	30,64	1312,85	29,10	20,13	1,53
	80	1157,33	30,59	1125,78	29,15	31,54	1,44
	90	1016,77	30,60	939,01	29,20	77,75	1,40
	100	893,75	30,58	752,53	29,24	141,22	1,34
MEAN SQUARE ERROR						33,52	1,56
ROOT MEAN SQUARE ERROR						5,79	1,25
<b>ERROR</b>						<b>0,29</b>	<b>4,10</b>

**Tabel B.5** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada *reservoir* dengan inlet laju aliran massa 0,3, temperatur 31°C, dan tekanan injeksi bervariasi.

P (psi)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
1071	0	2631,35	28,52	2631,36	28,52	1,0E-11	0,00
	10	2536,74	30,64	2516,70	28,59	2,0E+01	2,05
	20	2431,60	30,63	2402,32	28,65	2,9E+01	1,98
	30	2326,44	30,59	2288,22	28,72	3,8E+01	1,87
	40	2221,26	30,53	2174,39	28,78	4,7E+01	1,75
	50	2116,07	30,64	2060,82	28,84	5,5E+01	1,80
	60	2010,85	30,64	1947,50	28,90	6,3E+01	1,74
	70	1905,62	30,64	1834,44	28,96	7,1E+01	1,69

P (psi)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1800,38	30,59	1721,61	29,01	7,9E+01	1,58
	90	1695,11	30,60	1609,02	29,07	8,6E+01	1,54
	100	1589,83	30,59	1496,66	29,12	9,3E+01	1,47
1100	0	2660,40	28,52	2660,40	28,52	0,0E+00	0,00
	10	2555,28	30,64	2545,74	28,59	9,5E+00	2,06
	20	2439,62	30,63	2431,37	28,65	8,3E+00	1,98
	30	2323,95	30,59	2317,27	28,72	6,7E+00	1,87
	40	2208,25	30,53	2203,44	28,78	4,8E+00	1,75
	50	2103,05	30,64	2089,87	28,84	1,3E+01	1,80
	60	1987,31	30,63	1976,56	28,90	1,1E+01	1,74
	70	1871,55	30,64	1863,50	28,95	8,1E+00	1,69
	80	1755,77	30,59	1750,67	29,01	5,1E+00	1,58
	90	1639,97	30,60	1638,09	29,06	1,9E+00	1,54
	100	1618,91	30,59	1525,73	29,12	9,3E+01	1,47
1200	0	2760,54	28,52	2760,54	28,52	0,0E+00	0,00
	10	2644,93	30,64	2645,89	28,58	9,7E-01	2,06
	20	2539,80	30,63	2531,53	28,65	8,3E+00	1,98
	30	2424,14	30,59	2417,44	28,71	6,7E+00	1,88
	40	2308,46	30,53	2303,62	28,78	4,8E+00	1,76
	50	2192,76	30,64	2190,06	28,84	2,7E+00	1,81
	60	2098,08	30,63	2076,76	28,89	2,1E+01	1,74
	70	1982,34	30,64	1963,71	28,95	1,9E+01	1,69
	80	1856,06	30,59	1850,89	29,01	5,2E+00	1,59
	90	1824,48	30,60	1738,31	29,06	8,6E+01	1,54
	100	1719,22	30,59	1625,97	29,11	9,3E+01	1,47
MEAN SQUARE ERROR						30,05	1,59
ROOT MEAN SQUARE ERROR						5,48	1,26
<b>ERROR</b>						<b>0,25</b>	<b>4,14</b>

**Tabel B.6** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada *reservoir* dengan inlet laju aliran massa 0,3 kg/s, tekanan 1071 psi, dan temperatur injeksi bervariasi.

T (C)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
25	0	2631,35	28,52	2631,36	28,52	1,0E-11	0,00
	10	2536,74	30,64	2516,70	28,59	2,0E+01	2,05
	20	2431,60	30,63	2402,32	28,65	2,9E+01	1,98
	30	2326,44	30,59	2288,22	28,72	3,8E+01	1,87
	40	2221,26	30,53	2174,39	28,78	4,7E+01	1,75
	50	2116,07	30,64	2060,82	28,84	5,5E+01	1,80
	60	2010,85	30,64	1947,50	28,90	6,3E+01	1,74
	70	1905,62	30,64	1834,44	28,96	7,1E+01	1,69
	80	1800,38	30,59	1721,61	29,01	7,9E+01	1,58
	90	1695,11	30,60	1609,02	29,07	8,6E+01	1,54
	100	1589,83	30,59	1496,66	29,12	9,3E+01	1,47
26	0	2631,12	28,91	2631,12	28,91	0,0E+00	0,00
	10	2536,50	30,63	2518,28	28,97	1,8E+01	1,66
	20	2431,34	30,62	2405,68	29,03	2,6E+01	1,59
	30	2326,16	30,58	2293,31	29,08	3,3E+01	1,50
	40	2220,97	30,54	2181,16	29,13	4,0E+01	1,41
	50	2115,76	30,62	2069,24	29,18	4,7E+01	1,44
	60	2010,53	30,62	1957,52	29,23	5,3E+01	1,39
	70	1905,28	30,63	1846,02	29,28	5,9E+01	1,34
	80	1800,02	30,59	1734,72	29,33	6,5E+01	1,26
	90	1694,73	30,59	1623,61	29,37	7,1E+01	1,22
	100	1589,43	30,58	1512,70	29,42	7,7E+01	1,16
27	0	2630,89	29,30	2630,89	29,30	0,0E+00	0,00
	10	2536,25	30,61	2519,85	29,35	1,6E+01	1,26
	20	2431,07	30,60	2409,00	29,39	2,2E+01	1,21
	30	2325,88	30,58	2298,34	29,44	2,8E+01	1,14
	40	2220,67	30,54	2187,86	29,48	3,3E+01	1,06
	50	2115,45	30,61	2077,56	29,52	3,8E+01	1,08
	60	2010,20	30,60	1967,43	29,56	4,3E+01	1,04
	70	1904,94	30,61	1857,47	29,60	4,7E+01	1,01



T (C)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1799,66	30,58	1747,67	29,64	5,2E+01	0,94
	90	1694,36	30,59	1638,03	29,68	5,6E+01	0,91
	100	1589,05	30,58	1528,54	29,72	6,1E+01	0,86
28	0	2630,66	29,69	2630,66	29,69	0,0E+00	0,00
	10	2536,02	30,59	2521,40	29,72	1,5E+01	0,87
	20	2430,84	30,59	2412,28	29,76	1,9E+01	0,83
	30	2325,65	30,57	2303,31	29,79	2,2E+01	0,78
	40	2220,44	30,55	2194,48	29,82	2,6E+01	0,72
	50	2115,21	30,59	2085,78	29,86	2,9E+01	0,73
	60	2009,97	30,59	1977,22	29,89	3,3E+01	0,70
	70	1904,71	30,59	1868,78	29,92	3,6E+01	0,67
	80	1799,43	30,57	1760,47	29,95	3,9E+01	0,62
	90	1694,13	30,58	1652,27	29,98	4,2E+01	0,60
	100	1588,82	30,57	1544,19	30,01	4,5E+01	0,56
29	0	2630,42	30,06	2630,42	30,06	0,0E+00	0,00
	10	2535,76	30,58	2522,93	30,09	1,3E+01	0,49
	20	2430,55	30,57	2415,53	30,12	1,5E+01	0,46
	30	2325,33	30,57	2308,23	30,14	1,7E+01	0,42
	40	2220,09	30,55	2201,03	30,16	1,9E+01	0,39
	50	2114,83	30,57	2093,92	30,19	2,1E+01	0,39
	60	2009,56	30,57	1986,90	30,21	2,3E+01	0,36
	70	1904,27	30,58	1879,96	30,23	2,4E+01	0,34
	80	1798,96	30,57	1773,11	30,25	2,6E+01	0,31
	90	1693,63	30,57	1666,34	30,27	2,7E+01	0,29
	100	1588,28	30,57	1559,65	30,30	2,9E+01	0,27
30	0	2630,19	30,44	2630,19	30,44	0,0E+00	0,00
	10	2535,51	30,56	2524,44	30,46	1,1E+01	0,10
	20	2430,30	30,56	2418,74	30,47	1,2E+01	0,09
	30	2325,06	30,56	2313,10	30,49	1,2E+01	0,07
	40	2219,80	30,56	2207,50	30,50	1,2E+01	0,06
	50	2114,53	30,56	2101,96	30,51	1,3E+01	0,04
	60	2009,24	30,56	1996,46	30,53	1,3E+01	0,03
	70	1903,93	30,56	1891,01	30,54	1,3E+01	0,02

T (C)	Deep (m)	Comsol		Persamaan Model Darcy		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	80	1798,61	30,56	1785,61	30,55	1,3E+01	0,01
	90	1693,26	30,56	1680,24	30,57	1,3E+01	0,01
	100	1587,90	30,56	1574,92	30,58	1,3E+01	0,02
31	0	2629,97	30,81	2629,97	30,81	0,0E+00	0,00
	10	2535,27	30,54	2525,94	30,82	9,3E+00	0,27
	20	2430,04	30,55	2421,92	30,82	8,1E+00	0,28
	30	2324,79	30,55	2317,91	30,83	6,9E+00	0,27
	40	2219,52	30,57	2213,91	30,83	5,6E+00	0,27
	50	2114,23	30,54	2109,91	30,84	4,3E+00	0,29
	60	2008,93	30,54	2005,92	30,84	3,0E+00	0,30
	70	1903,60	30,54	1901,93	30,85	1,7E+00	0,30
	80	1798,26	30,55	1797,95	30,85	3,2E-01	0,30
	90	1692,91	30,55	1693,97	30,85	1,1E+00	0,30
	100	1587,53	30,55	1590,00	30,86	2,5E+00	0,30
MEAN SQUARE ERROR						27,95	0,73
ROOT MEAN SQUARE ERROR						5,29	0,85
<b>ERROR</b>						<b>0,25</b>	<b>2,79</b>
<b>AVARAGE ERROR RESERVOIR CO2</b>						<b>0,26</b>	<b>3,68</b>

## LAMPIRAN C. Validasi Pemodelan Tekanan dan Suhu pada Sumur Produksi

Validasi model ini dilakukan melalui perbandingan antara hasil model persamaan dan *software* PIPESIM. Pemodelan dilakukan sama seperti sumur injeksi yaitu dengan kedalaman sumur vertikal setiap 50 m yaitu dari 0-1100 m. Hasil yang ditampilkan pada tabel dibawah ini merupakan rata-rata dari setiap variasi variabel yang dioptimisasi.

Pemodelan dan validasi dilakukan dua kali yaitu untuk injeksi CO<sub>2</sub> dan untuk air.

**Tabel C.1** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada sumur produksi dengan inlet tekanan 1071 psi, temperatur 31°C, dan laju aliran massa bervariasi.

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
0,2	0	1813,80	31,00	1813,75	30,99	0,05	0,01
	50	1761,00	30,93	1760,40	30,82	0,60	0,10
	100	1708,18	30,81	1707,06	30,65	1,12	0,15
	150	1655,42	30,66	1653,74	30,49	1,67	0,17
	200	1602,66	30,47	1600,44	30,32	2,22	0,15
	250	1549,89	30,27	1547,16	30,16	2,74	0,11
	300	1497,17	30,06	1493,89	30,00	3,28	0,06
	350	1444,43	29,83	1440,64	29,84	3,79	0,01
	400	1391,74	29,59	1387,41	29,68	4,33	0,09
	450	1339,02	29,34	1334,19	29,52	4,83	0,18
	500	1286,35	29,09	1280,99	29,37	5,36	0,28
	550	1233,70	28,83	1227,81	29,22	5,89	0,39
	600	1181,03	28,57	1174,64	29,06	6,39	0,50
	650	1128,40	28,31	1121,49	28,91	6,91	0,61
	700	1075,75	28,04	1068,35	28,77	7,40	0,73
	750	1023,15	27,77	1015,24	28,62	7,92	0,85
	800	970,55	27,50	962,13	28,47	8,42	0,97

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	850	917,96	27,23	909,05	28,33	8,92	1,10
	900	865,39	26,96	855,98	28,19	9,42	1,22
	950	812,83	26,69	802,92	28,05	9,91	1,35
	1000	760,29	26,42	749,88	27,91	10,40	1,49
	1050	707,76	26,14	696,86	27,77	10,90	1,63
	1100	655,24	25,87	643,85	27,63	11,39	1,77
0,3	0	1749,60	31,00	1749,60	30,99	0,00	0,01
	50	1696,82	30,93	1695,97	30,80	0,85	0,13
	100	1644,03	30,84	1642,36	30,62	1,67	0,22
	150	1591,29	30,71	1588,77	30,43	2,52	0,28
	200	1538,57	30,56	1535,20	30,25	3,37	0,31
	250	1485,83	30,40	1481,64	30,07	4,19	0,32
	300	1433,13	30,21	1428,11	29,90	5,03	0,32
	350	1380,42	30,01	1374,59	29,72	5,84	0,29
	400	1327,76	29,80	1321,09	29,55	6,67	0,26
	450	1275,08	29,58	1267,61	29,38	7,47	0,21
	500	1222,45	29,36	1214,14	29,21	8,30	0,15
	550	1169,83	29,12	1160,70	29,04	9,13	0,08
	600	1117,19	28,88	1107,27	28,88	9,92	0,00
	650	1064,60	28,63	1053,85	28,71	10,74	0,08
	700	1011,99	28,38	1000,46	28,55	11,53	0,17
	750	959,42	28,13	947,08	28,39	12,34	0,26
	800	906,85	27,87	893,72	28,23	13,13	0,36
	850	843,80	27,61	840,38	28,08	3,42	0,46
	900	801,77	27,35	787,05	27,92	14,72	0,57
	950	749,25	27,09	733,74	27,77	15,51	0,68
	1000	696,74	26,82	680,45	27,62	16,29	0,80
	1050	644,25	26,55	627,17	27,47	17,08	0,91
	1100	591,77	26,28	573,91	27,32	17,86	1,04
0,4	0	1650,10	31,00	1687,23	30,98	37,13	0,02
	50	1597,36	30,94	1633,33	30,78	35,96	0,15
	100	1544,61	30,85	1579,45	30,59	34,83	0,26
	150	1491,91	30,74	1525,58	30,39	33,67	0,35

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	200	1439,23	30,61	1471,74	30,20	32,51	0,41
	250	1386,54	30,47	1417,92	30,01	31,38	0,46
	300	1333,89	30,31	1364,12	29,82	30,23	0,48
	350	1281,23	30,13	1310,33	29,64	29,10	0,50
	400	1228,62	29,95	1256,57	29,45	27,95	0,49
	450	1175,99	29,75	1202,82	29,27	26,83	0,48
	500	1123,41	29,54	1149,09	29,09	25,68	0,45
	550	1070,85	29,33	1095,38	28,92	24,53	0,41
	600	1018,27	29,11	1041,69	28,74	23,42	0,37
	650	965,74	28,88	988,01	28,57	22,27	0,31
	700	913,19	28,65	934,36	28,40	21,16	0,25
	750	860,69	28,41	880,72	28,23	20,02	0,18
	800	808,19	28,17	827,10	28,06	18,90	0,11
	850	755,71	27,92	773,49	27,90	17,78	0,02
	900	703,24	27,67	719,91	27,73	16,66	0,06
	950	650,79	27,42	666,34	27,57	15,55	0,15
	1000	598,35	27,16	612,79	27,41	14,44	0,25
	1050	545,93	26,91	559,25	27,25	13,32	0,35
	1100	493,52	26,65	505,74	27,10	12,21	0,45
0,5	0	1626,80	31,00	1626,81	30,98	0,01	0,02
	50	1584,61	30,94	1572,64	30,77	11,98	0,17
	100	1531,86	30,86	1518,49	30,57	13,38	0,30
	150	1479,17	30,76	1464,36	30,36	14,81	0,40
	200	1426,49	30,65	1410,25	30,16	16,24	0,49
	250	1373,80	30,52	1356,16	29,96	17,64	0,55
	300	1321,15	30,37	1302,09	29,76	19,07	0,61
	350	1268,49	30,21	1248,03	29,57	20,46	0,64
	400	1215,88	30,04	1194,00	29,38	21,88	0,67
	450	1163,29	29,87	1139,99	29,19	23,30	0,68
	500	1110,68	29,68	1086,00	29,00	24,68	0,68
	550	1058,11	29,48	1032,02	28,82	26,09	0,66
	600	1005,53	29,28	978,07	28,63	27,47	0,64
	650	953,00	29,07	924,13	28,45	28,87	0,61

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	700	900,45	28,85	870,21	28,28	30,24	0,57
	750	847,95	28,63	816,31	28,10	31,64	0,53
	800	795,46	28,40	762,43	27,93	33,04	0,47
	850	742,97	28,17	708,56	27,75	34,40	0,41
	900	690,50	27,93	654,71	27,58	35,78	0,35
	950	638,04	27,69	600,89	27,42	37,15	0,28
	1000	585,60	27,45	547,07	27,25	38,52	0,20
	1050	533,17	27,20	493,28	27,09	39,89	0,12
	1100	470,28	26,95	439,50	26,92	30,77	0,03
MEAN SQUARE ERROR						16,02	0,42
ROOT MEAN SQUARE ERROR						4,00	0,65
<b>ERROR</b>						<b>0,35</b>	<b>2,24</b>

**Tabel C.2** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada sumur produksi dengan inlet laju aliran massa 0,3, temperatur 31°C, dan tekanan injeksi bervariasi.

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
1071	0	1749,60	31,00	1749,60	30,99	0,00	0,01
	50	1696,82	30,93	1695,97	30,80	0,85	0,13
	100	1644,03	30,84	1642,36	30,62	1,67	0,22
	150	1591,29	30,71	1588,77	30,43	2,52	0,28
	200	1538,57	30,56	1535,20	30,25	3,37	0,31
	250	1485,83	30,40	1481,64	30,07	4,19	0,32
	300	1433,13	30,21	1428,11	29,90	5,03	0,32
	350	1380,42	30,01	1374,59	29,72	5,84	0,29
	400	1327,76	29,80	1321,09	29,55	6,67	0,26
	450	1275,08	29,58	1267,61	29,38	7,47	0,21
	500	1222,45	29,36	1214,14	29,21	8,30	0,15
	550	1169,83	29,12	1160,70	29,04	9,13	0,08
	600	1117,19	28,88	1107,27	28,88	9,92	0,00

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	650	1064,60	28,63	1053,85	28,71	10,74	0,08
	700	1011,99	28,38	1000,46	28,55	11,53	0,17
	750	959,42	28,13	947,08	28,39	12,34	0,26
	800	906,85	27,87	893,72	28,23	13,13	0,36
	850	843,80	27,61	840,38	28,08	3,42	0,46
	900	801,77	27,35	787,05	27,92	14,72	0,57
	950	749,25	27,09	733,74	27,77	15,51	0,68
	1000	696,74	26,82	680,45	27,62	16,29	0,80
	1050	644,25	26,55	627,17	27,47	17,08	0,91
	1100	591,77	26,28	573,91	27,32	17,86	1,04
1100	0	1785,00	31,00	1784,21	30,99	0,79	0,01
	50	1732,21	30,93	1730,58	30,80	1,63	0,13
	100	1679,40	30,84	1676,96	30,62	2,44	0,22
	150	1626,65	30,71	1623,37	30,43	3,28	0,28
	200	1573,91	30,56	1569,79	30,25	4,12	0,31
	250	1521,16	30,40	1516,23	30,07	4,93	0,33
	300	1468,46	30,21	1462,69	29,89	5,76	0,32
	350	1415,74	30,01	1409,17	29,72	6,57	0,30
	400	1363,07	29,81	1355,67	29,55	7,40	0,26
	450	1310,38	29,58	1302,18	29,38	8,20	0,21
	500	1257,74	29,36	1248,71	29,21	9,02	0,15
	550	1205,11	29,12	1195,26	29,04	9,85	0,08
	600	1152,47	28,88	1141,83	28,87	10,64	0,01
	650	1099,87	28,63	1088,41	28,71	11,46	0,07
	700	1047,26	28,38	1035,01	28,55	12,24	0,16
	750	994,69	28,13	981,63	28,39	13,06	0,26
	800	942,12	27,87	928,27	28,23	13,85	0,36
	850	889,57	27,61	874,92	28,07	14,65	0,46
	900	837,03	27,35	821,59	27,92	15,44	0,56
	950	784,51	27,09	768,28	27,76	16,23	0,67
	1000	732,00	26,82	714,98	27,61	17,02	0,79
	1050	679,50	26,55	661,70	27,46	17,81	0,91
	1100	627,02	26,28	608,43	27,31	18,59	1,03

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
1200	0	1920,90	31,00	1905,20	30,99	15,70	0,01
	50	1868,05	30,92	1851,55	30,80	16,50	0,12
	100	1815,19	30,77	1797,92	30,61	17,27	0,16
	150	1762,38	30,57	1744,31	30,43	18,07	0,14
	200	1709,59	30,32	1690,72	30,25	18,87	0,07
	250	1656,78	30,03	1637,15	30,07	19,63	0,04
	300	1604,02	29,71	1583,59	29,89	20,43	0,18
	350	1551,24	29,36	1530,06	29,71	21,19	0,35
	400	1498,51	28,99	1476,54	29,54	21,98	0,55
	450	1445,77	28,59	1423,04	29,37	22,73	0,77
	500	1393,07	28,19	1369,55	29,20	23,51	1,01
	550	1340,38	27,76	1316,09	29,03	24,30	1,26
	600	1287,68	27,33	1262,64	28,86	25,04	1,53
	650	1235,03	26,88	1209,21	28,69	25,82	1,81
	700	1182,35	26,42	1155,80	28,53	26,55	2,11
	750	1129,72	25,96	1102,40	28,37	27,32	2,41
	800	1077,10	25,48	1049,02	28,21	28,07	2,73
	850	1024,48	25,01	995,66	28,05	28,82	3,05
	900	971,89	24,53	942,31	27,90	29,57	3,37
	950	919,30	24,04	888,99	27,74	30,32	3,70
	1000	866,73	23,56	835,67	27,59	31,05	4,03
	1050	814,17	23,07	782,38	27,44	31,79	4,37
	1100	761,63	22,58	729,10	27,29	32,53	4,71
MEAN SQUARE ERROR						14,19	0,79
ROOT MEAN SQUARE ERROR						3,77	0,88
<b>ERROR</b>						<b>0,30</b>	<b>3,12</b>



**Tabel C.3** Pressure dan temperatur gradien CO<sub>2</sub> rata-rata pada sumur produksi dengan inlet laju aliran massa 0,3 kg/s, tekanan 1071 psi, dan temperatur injeksi bervariasi.

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
31	0	1749,60	31,00	1749,60	30,99	0,00	0,01
	50	1696,82	30,93	1695,97	30,80	0,85	0,13
	100	1644,03	30,84	1642,36	30,62	1,67	0,22
	150	1591,29	30,71	1588,77	30,43	2,52	0,28
	200	1538,57	30,56	1535,20	30,25	3,37	0,31
	250	1485,83	30,40	1481,64	30,07	4,19	0,32
	300	1433,13	30,21	1428,11	29,90	5,03	0,32
	350	1380,42	30,01	1374,59	29,72	5,84	0,29
	400	1327,76	29,80	1321,09	29,55	6,67	0,26
	450	1275,08	29,58	1267,61	29,38	7,47	0,21
	500	1222,45	29,36	1214,14	29,21	8,30	0,15
	550	1169,83	29,12	1160,70	29,04	9,13	0,08
	600	1117,19	28,88	1107,27	28,88	9,92	0,00
	650	1064,60	28,63	1053,85	28,71	10,74	0,08
	700	1011,99	28,38	1000,46	28,55	11,53	0,17
	750	959,42	28,13	947,08	28,39	12,34	0,26
	800	906,85	27,87	893,72	28,23	13,13	0,36
	850	843,80	27,61	840,38	28,08	3,42	0,46
	900	801,77	27,35	787,05	27,92	14,72	0,57
	950	749,25	27,09	733,74	27,77	15,51	0,68
	1000	696,74	26,82	680,45	27,62	16,29	0,80
	1050	644,25	26,55	627,17	27,47	17,08	0,91
	1100	591,77	26,28	573,91	27,32	17,86	1,04
32	0	1760,30	31,00	1760,26	31,29	0,04	0,29
	50	1718,07	30,93	1706,61	31,10	11,46	0,17
	100	1665,27	30,82	1652,98	30,91	12,29	0,09
	150	1612,53	30,68	1599,37	30,72	13,15	0,04
	200	1559,79	30,51	1545,78	30,54	14,01	0,02
	250	1507,05	30,32	1492,21	30,36	14,84	0,04

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	300	1454,35	30,11	1438,65	30,18	15,69	0,07
	350	1401,63	29,88	1385,11	30,00	16,51	0,12
	400	1348,96	29,64	1331,59	29,83	17,36	0,19
	450	1296,30	29,39	1278,09	29,65	18,21	0,27
	500	1243,63	29,12	1224,61	29,48	19,02	0,36
	550	1191,00	28,85	1171,14	29,31	19,85	0,46
	600	1138,35	28,57	1117,70	29,15	20,66	0,58
	650	1085,75	28,28	1064,27	28,98	21,49	0,70
	700	1033,14	27,99	1010,85	28,82	22,28	0,82
	750	980,56	27,70	957,46	28,65	23,11	0,96
	800	928,01	27,40	904,08	28,49	23,93	1,10
	850	875,44	27,10	850,72	28,33	24,72	1,24
	900	822,89	26,79	797,37	28,18	25,52	1,39
	950	770,36	26,48	744,04	28,02	26,32	1,54
	1000	717,85	26,17	690,73	27,87	27,12	1,70
	1050	665,35	25,85	637,44	27,72	27,91	1,86
	1100	602,36	25,54	584,16	27,57	18,21	2,03
33	0	1770,40	31,00	1770,39	31,56	0,01	0,56
	50	1728,17	30,93	1716,72	31,37	11,45	0,44
	100	1675,37	30,82	1663,07	31,18	12,30	0,35
	150	1622,61	30,68	1609,44	30,99	13,17	0,31
	200	1569,88	30,52	1555,83	30,80	14,05	0,29
	250	1517,13	30,32	1502,24	30,62	14,89	0,30
	300	1464,42	30,11	1448,67	30,44	15,75	0,33
	350	1411,70	29,88	1395,11	30,26	16,59	0,37
	400	1359,02	29,64	1341,57	30,08	17,45	0,44
	450	1306,36	29,39	1288,05	29,90	18,31	0,52
	500	1253,69	29,12	1234,55	29,73	19,13	0,61
	550	1201,05	28,85	1181,07	29,56	19,98	0,71
	600	1148,40	28,57	1127,61	29,39	20,80	0,82
	650	1095,80	28,28	1074,16	29,22	21,64	0,94
	700	1043,18	27,99	1020,73	29,06	22,45	1,06
	750	990,60	27,70	967,32	28,89	23,28	1,20

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	800	938,04	27,40	913,92	28,73	24,12	1,33
	850	885,46	27,10	860,54	28,57	24,92	1,47
	900	832,92	26,79	807,18	28,41	25,73	1,62
	950	780,38	26,48	753,84	28,25	26,54	1,77
	1000	727,86	26,17	700,51	28,10	27,35	1,93
	1050	675,36	25,85	647,20	27,95	28,16	2,09
	1100	612,37	25,54	593,91	27,79	18,46	2,26
34	0	1779,90	31,00	1779,94	31,81	0,04	0,81
	50	1737,67	30,93	1726,26	31,61	11,41	0,68
	100	1684,86	30,82	1672,59	31,42	12,27	0,59
	150	1632,10	30,68	1618,95	31,23	13,15	0,54
	200	1579,36	30,52	1565,32	31,04	14,04	0,52
	250	1526,61	30,32	1511,71	30,85	14,89	0,53
	300	1473,90	30,11	1458,12	30,67	15,77	0,56
	350	1421,17	29,88	1404,55	30,49	16,62	0,61
	400	1368,49	29,64	1351,00	30,31	17,49	0,67
	450	1315,83	29,39	1297,46	30,13	18,36	0,75
	500	1263,15	29,12	1243,95	29,96	19,20	0,83
	550	1210,51	28,85	1190,45	29,78	20,06	0,93
	600	1157,86	28,57	1136,97	29,61	20,89	1,04
	650	1105,25	28,28	1083,51	29,44	21,74	1,16
	700	1052,62	27,99	1030,06	29,27	22,56	1,28
	750	1000,04	27,70	976,63	29,11	23,41	1,41
	800	947,47	27,40	923,22	28,95	24,25	1,55
	850	894,89	27,10	869,83	28,78	25,07	1,69
	900	842,34	26,79	816,45	28,62	25,89	1,83
	950	789,80	26,48	763,09	28,46	26,71	1,98
	1000	737,28	26,17	709,75	28,31	27,53	2,14
	1050	684,77	25,85	656,43	28,15	28,34	2,30
	1100	621,78	25,54	603,12	28,00	18,66	2,46
35	0	1788,90	31,00	1788,90	32,03	0,00	1,03
	50	1746,66	30,93	1735,20	31,83	11,46	0,90
	100	1693,85	30,82	1681,52	31,64	12,33	0,81

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	150	1641,09	30,68	1627,86	31,44	13,23	0,76
	200	1588,35	30,52	1574,22	31,25	14,13	0,74
	250	1535,59	30,32	1520,60	31,07	14,99	0,74
	300	1482,88	30,11	1466,99	30,88	15,88	0,77
	350	1430,15	29,88	1413,41	30,70	16,74	0,81
	400	1377,46	29,64	1359,84	30,52	17,62	0,87
	450	1324,79	29,39	1306,29	30,34	18,50	0,95
	500	1272,11	29,12	1252,76	30,16	19,35	1,04
	550	1219,47	28,85	1199,25	29,98	20,22	1,13
	600	1166,81	28,57	1145,75	29,81	21,06	1,24
	650	1114,20	28,28	1092,28	29,64	21,92	1,36
	700	1061,57	27,99	1038,82	29,47	22,75	1,48
	750	1008,98	27,70	985,38	29,30	23,61	1,61
	800	956,41	27,40	931,95	29,14	24,46	1,74
	850	903,83	27,10	878,54	28,97	25,28	1,88
	900	851,27	26,79	825,16	28,81	26,12	2,02
	950	798,73	26,48	771,78	28,65	26,95	2,17
	1000	746,20	26,17	718,43	28,49	27,77	2,32
	1050	693,69	25,85	665,09	28,34	28,60	2,48
	1100	630,69	25,54	611,77	28,18	18,92	2,64
36	0	1797,20	31,00	1797,23	32,22	0,03	1,22
	50	1754,96	30,93	1743,52	32,02	11,44	1,09
	100	1702,15	30,82	1689,82	31,83	12,32	1,00
	150	1649,38	30,68	1636,15	31,63	13,23	0,95
	200	1596,64	30,52	1582,49	31,44	14,14	0,93
	250	1543,87	30,32	1528,86	31,25	15,01	0,93
	300	1491,16	30,11	1475,24	31,07	15,91	0,95
	350	1438,42	29,88	1421,64	30,88	16,78	1,00
	400	1385,74	29,64	1368,06	30,70	17,67	1,06
	450	1333,06	29,39	1314,50	30,52	18,56	1,13
	500	1280,37	29,12	1260,96	30,34	19,42	1,22
	550	1227,73	28,85	1207,43	30,16	20,30	1,31
	600	1175,07	28,57	1153,93	29,99	21,14	1,42

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	650	1122,45	28,28	1100,44	29,81	22,02	1,53
	700	1069,82	27,99	1046,96	29,64	22,85	1,65
	750	1017,23	27,70	993,51	29,47	23,72	1,78
	800	964,66	27,40	940,08	29,31	24,58	1,91
	850	912,07	27,10	886,66	29,14	25,41	2,05
	900	859,51	26,79	833,26	28,98	26,25	2,19
	950	806,96	26,48	779,87	28,82	27,09	2,33
	1000	754,43	26,17	726,50	28,66	27,93	2,49
	1050	701,91	25,85	673,16	28,50	28,76	2,64
	1100	638,91	25,54	619,82	28,34	19,09	2,80
37	0	1804,90	31,00	1804,90	32,39	0,00	1,39
	50	1762,66	30,93	1751,17	32,19	11,49	1,26
	100	1709,84	30,82	1697,46	32,00	12,38	1,17
	150	1657,07	30,68	1643,78	31,80	13,30	1,12
	200	1604,32	30,52	1590,11	31,61	14,21	1,09
	250	1551,56	30,32	1536,46	31,42	15,09	1,09
	300	1498,84	30,11	1482,83	31,23	16,00	1,12
	350	1446,10	29,88	1429,22	31,04	16,88	1,16
	400	1393,41	29,64	1375,63	30,86	17,78	1,21
	450	1340,74	29,39	1322,06	30,67	18,68	1,29
	500	1288,04	29,12	1268,51	30,49	19,54	1,37
	550	1235,40	28,85	1214,97	30,32	20,43	1,47
	600	1182,73	28,57	1161,45	30,14	21,28	1,57
	650	1130,11	28,28	1107,95	29,97	22,16	1,68
	700	1077,47	27,99	1054,47	29,79	23,00	1,80
	750	1024,88	27,70	1001,01	29,62	23,88	1,93
	800	972,30	27,40	947,56	29,46	24,74	2,06
	850	919,71	27,10	894,13	29,29	25,58	2,19
	900	867,15	26,79	840,72	29,12	26,43	2,33
	950	814,60	26,48	787,32	28,96	27,28	2,48
	1000	762,06	26,17	733,95	28,80	28,12	2,63
	1050	709,54	25,85	680,59	28,64	28,96	2,79
	1100	646,54	25,54	627,24	28,48	19,29	2,94

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
38	0	1811,90	31,00	1811,85	32,54	0,05	1,54
	50	1769,66	30,93	1758,12	32,34	11,54	1,41
	100	1716,84	30,82	1704,40	32,14	12,43	1,32
	150	1664,07	30,68	1650,71	31,94	13,36	1,26
	200	1611,31	30,52	1597,03	31,75	14,28	1,23
	250	1558,54	30,32	1543,37	31,56	15,17	1,23
	300	1505,82	30,11	1489,73	31,37	16,09	1,25
	350	1453,08	29,88	1436,11	31,18	16,97	1,30
	400	1400,39	29,64	1382,51	30,99	17,88	1,35
	450	1347,71	29,39	1328,93	30,81	18,78	1,42
	500	1295,01	29,12	1275,36	30,63	19,65	1,51
	550	1242,36	28,85	1221,82	30,45	20,54	1,60
	600	1189,69	28,57	1168,29	30,27	21,40	1,70
	650	1137,07	28,29	1114,78	30,10	22,29	1,81
	700	1084,43	27,99	1061,29	29,92	23,14	1,93
	750	1031,84	27,70	1007,82	29,75	24,02	2,05
	800	979,26	27,40	954,36	29,58	24,89	2,18
	850	926,66	27,10	900,92	29,42	25,74	2,32
	900	874,10	26,79	847,50	29,25	26,59	2,46
	950	821,54	26,48	794,10	29,09	27,44	2,60
	1000	769,00	26,17	740,71	28,92	28,29	2,76
	1050	716,48	25,86	687,35	28,76	29,14	2,91
	1100	653,47	25,54	633,99	28,61	19,48	3,07
39	0	1818,10	31,00	1818,06	32,67	0,04	1,67
	50	1775,85	30,93	1764,32	32,46	11,54	1,53
	100	1723,03	30,82	1710,59	32,26	12,44	1,44
	150	1670,26	30,68	1656,89	32,06	13,37	1,38
	200	1617,50	30,52	1603,20	31,87	14,30	1,35
	250	1564,73	30,32	1549,54	31,68	15,19	1,35
	300	1512,00	30,11	1495,89	31,48	16,12	1,37
	350	1459,26	29,88	1442,26	31,30	17,00	1,41
	400	1406,57	29,64	1388,65	31,11	17,92	1,47
	450	1353,89	29,39	1335,06	30,92	18,83	1,54

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	500	1301,19	29,12	1281,49	30,74	19,70	1,62
	550	1248,53	28,85	1227,93	30,56	20,60	1,71
	600	1195,86	28,57	1174,40	30,38	21,46	1,81
	650	1143,24	28,29	1120,88	30,21	22,36	1,92
	700	1090,60	27,99	1067,38	30,03	23,21	2,04
	750	1038,00	27,70	1013,90	29,86	24,10	2,16
	800	985,41	27,40	960,44	29,69	24,98	2,29
	850	932,82	27,10	906,99	29,52	25,83	2,42
	900	880,25	26,79	853,56	29,36	26,69	2,56
	950	827,69	26,48	800,15	29,19	27,54	2,71
	1000	775,15	26,17	746,76	29,03	28,39	2,86
	1050	722,63	25,86	693,38	28,87	29,24	3,01
	1100	659,61	25,54	640,02	28,71	19,59	3,17
40	0	1823,50	31,00	1823,46	32,77	0,04	1,77
	50	1781,25	30,93	1769,71	32,56	11,54	1,63
	100	1728,43	30,82	1715,98	32,36	12,45	1,54
	150	1675,65	30,68	1662,26	32,16	13,39	1,48
	200	1622,89	30,52	1608,57	31,97	14,32	1,45
	250	1570,12	30,32	1554,90	31,77	15,22	1,45
	300	1517,39	30,11	1501,24	31,58	16,15	1,47
	350	1464,65	29,89	1447,61	31,39	17,04	1,51
	400	1411,95	29,64	1393,99	31,20	17,96	1,56
	450	1359,27	29,39	1340,40	31,02	18,87	1,63
	500	1306,57	29,12	1286,82	30,84	19,75	1,71
	550	1253,91	28,85	1233,26	30,65	20,65	1,80
	600	1201,24	28,57	1179,72	30,48	21,52	1,90
	650	1148,61	28,29	1126,19	30,30	22,42	2,01
	700	1095,96	27,99	1072,69	30,12	23,28	2,13
	750	1043,36	27,70	1019,20	29,95	24,17	2,25
	800	990,78	27,40	965,73	29,78	25,05	2,38
	850	938,18	27,10	912,28	29,61	25,90	2,51
	900	885,61	26,79	858,84	29,44	26,77	2,65
	950	833,05	26,48	805,43	29,28	27,62	2,79

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	1000	780,51	26,17	752,03	29,11	28,48	2,94
	1050	727,98	25,86	698,64	28,95	29,33	3,10
	1100	664,96	25,54	645,28	28,79	19,68	3,25
MEAN SQUARE ERROR						18,21	1,36
ROOT MEAN SQUARE ERROR						4,27	1,16
<b>ERROR</b>						<b>0,35</b>	<b>4,06</b>
<b>AVERAGE ERROR PRODUCTION WELL CO2</b>						<b>0,34</b>	<b>3,14</b>

**Tabel C.4** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada sumur produksi dengan inlet tekanan 1071 psi, temperatur 25°C, dan laju aliran massa bervariasi.

m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
0,2	0	1871,00	31,00	1871,03	29,03	0,03	1,97
	50	1813,77	30,97	1813,73	29,01	0,04	1,96
	100	1756,54	30,93	1756,47	28,98	0,07	1,94
	150	1699,35	30,88	1699,22	28,96	0,13	1,92
	200	1642,19	30,83	1642,00	28,94	0,19	1,89
	250	1585,02	30,77	1584,80	28,92	0,21	1,85
	300	1527,90	30,70	1527,63	28,89	0,27	1,81
	350	1470,77	30,63	1470,48	28,87	0,28	1,76
	400	1413,69	30,55	1413,36	28,85	0,34	1,70
	450	1356,60	30,46	1356,25	28,83	0,35	1,63
	500	1299,57	30,37	1299,18	28,80	0,39	1,56
	550	1242,56	30,27	1242,12	28,78	0,44	1,49
	600	1185,53	30,16	1185,09	28,76	0,44	1,40
	650	1128,57	30,05	1128,09	28,74	0,48	1,31
	700	1071,58	29,93	1071,10	28,71	0,48	1,22
	750	1014,66	29,81	1014,15	28,69	0,51	1,12
	800	957,73	29,68	957,21	28,67	0,52	1,01
	850	900,84	29,54	900,30	28,65	0,54	0,89



m (kg/s)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	900	843,96	29,40	843,41	28,62	0,55	0,77
	950	787,10	29,25	786,55	28,60	0,55	0,64
	1000	730,27	29,09	729,71	28,58	0,56	0,51
	1050	673,45	28,93	672,89	28,56	0,56	0,37
	1100	616,66	28,76	616,10	28,54	0,56	0,23
0,3	0	1496,70	31,00	1496,66	29,12	0,04	1,88
	50	1439,62	30,97	1439,50	29,09	0,12	1,88
	100	1382,53	30,93	1382,36	29,06	0,17	1,87
	150	1325,49	30,88	1325,25	29,02	0,24	1,86
	200	1268,48	30,84	1268,16	28,99	0,32	1,84
	250	1211,46	30,78	1211,10	28,96	0,36	1,82
	300	1154,49	30,73	1154,06	28,93	0,43	1,80
	350	1097,51	30,67	1097,04	28,90	0,47	1,77
	400	1040,59	30,60	1040,04	28,87	0,55	1,73
	450	983,66	30,53	983,07	28,84	0,58	1,69
	500	926,78	30,45	926,13	28,80	0,65	1,65
	550	869,93	30,37	869,20	28,77	0,72	1,60
	600	813,06	30,29	812,30	28,74	0,76	1,55
	650	756,25	30,20	755,43	28,71	0,83	1,49
	700	699,43	30,11	698,57	28,68	0,86	1,43
	750	642,67	30,01	641,74	28,65	0,93	1,36
	800	585,91	29,91	584,94	28,62	0,98	1,29
	850	529,18	29,80	528,16	28,59	1,03	1,21
	900	472,47	29,69	471,40	28,56	1,08	1,13
	950	415,79	29,57	414,66	28,53	1,13	1,05
	1000	359,12	29,45	357,95	28,50	1,17	0,96
	1050	302,48	29,33	301,26	28,46	1,22	0,86
	1100	245,87	29,20	244,60	28,43	1,27	0,77
MEAN SQUARE ERROR						0,53	1,42
ROOT MEAN SQUARE ERROR						0,72	1,19
<b>ERROR</b>						<b>0,07</b>	<b>3,95</b>

**Tabel C.5** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada sumur produksi dengan inlet laju aliran massa 0,3, temperatur 25°C, dan tekanan injeksi bervariasi.

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
1071	0	1496,70	31,00	1496,66	29,12	0,04	1,88
	50	1439,62	30,97	1439,50	29,09	0,12	1,88
	100	1382,53	30,93	1382,36	29,06	0,17	1,87
	150	1325,49	30,88	1325,25	29,02	0,24	1,86
	200	1268,48	30,84	1268,16	28,99	0,32	1,84
	250	1211,46	30,78	1211,10	28,96	0,36	1,82
	300	1154,49	30,73	1154,06	28,93	0,43	1,80
	350	1097,51	30,67	1097,04	28,90	0,47	1,77
	400	1040,59	30,60	1040,04	28,87	0,55	1,73
	450	983,66	30,53	983,07	28,84	0,58	1,69
	500	926,78	30,45	926,13	28,80	0,65	1,65
	550	869,93	30,37	869,20	28,77	0,72	1,60
	600	813,06	30,29	812,30	28,74	0,76	1,55
	650	756,25	30,20	755,43	28,71	0,83	1,49
	700	699,43	30,11	698,57	28,68	0,86	1,43
	750	642,67	30,01	641,74	28,65	0,93	1,36
	800	585,91	29,91	584,94	28,62	0,98	1,29
	850	529,18	29,80	528,16	28,59	1,03	1,21
	900	472,47	29,69	471,40	28,56	1,08	1,13
	950	415,79	29,57	414,66	28,53	1,13	1,05
	1000	359,12	29,45	357,95	28,50	1,17	0,96
	1050	302,48	29,33	301,26	28,46	1,22	0,86
	1100	245,87	29,20	244,60	28,43	1,27	0,77
1100	0	1525,70	31,00	1525,73	29,12	0,03	1,88
	50	1468,61	30,97	1468,56	29,09	0,05	1,88
	100	1411,51	30,93	1411,41	29,05	0,10	1,87
	150	1354,46	30,89	1354,28	29,02	0,18	1,86
	200	1297,44	30,84	1297,18	28,99	0,25	1,85
	250	1240,40	30,79	1240,10	28,96	0,29	1,83
	300	1183,42	30,73	1183,05	28,93	0,37	1,80

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	350	1126,43	30,67	1126,02	28,90	0,41	1,77
	400	1069,50	30,60	1069,01	28,87	0,48	1,73
	450	1012,55	30,53	1012,03	28,83	0,52	1,70
	500	955,66	30,45	955,07	28,80	0,59	1,65
	550	898,79	30,38	898,14	28,77	0,66	1,60
	600	841,92	30,29	841,22	28,74	0,69	1,55
	650	785,10	30,20	784,33	28,71	0,76	1,49
	700	728,26	30,11	727,47	28,68	0,79	1,43
	750	671,49	30,01	670,63	28,65	0,86	1,36
	800	614,72	29,91	613,81	28,62	0,91	1,29
	850	557,97	29,80	557,01	28,59	0,96	1,22
	900	501,25	29,69	500,24	28,56	1,01	1,14
	950	444,55	29,58	443,49	28,53	1,06	1,05
	1000	387,88	29,46	386,77	28,49	1,10	0,96
	1050	331,22	29,33	330,07	28,46	1,15	0,87
	1100	274,59	29,21	273,39	28,43	1,20	0,77
1200	0	1626,00	31,00	1625,96	29,11	0,04	1,89
	50	1568,87	30,97	1568,75	29,08	0,12	1,88
	100	1511,72	30,93	1511,56	29,05	0,17	1,88
	150	1454,64	30,89	1454,39	29,02	0,25	1,87
	200	1397,57	30,84	1397,24	28,99	0,33	1,85
	250	1340,50	30,79	1340,12	28,96	0,37	1,83
	300	1283,47	30,73	1283,03	28,93	0,45	1,81
	350	1226,44	30,67	1225,95	28,89	0,49	1,78
	400	1169,47	30,61	1168,91	28,86	0,56	1,74
	450	1112,48	30,54	1111,88	28,83	0,60	1,70
	500	1055,55	30,46	1054,88	28,80	0,67	1,66
	550	998,64	30,38	997,90	28,77	0,74	1,61
	600	941,72	30,30	940,94	28,74	0,77	1,56
	650	884,85	30,21	884,01	28,71	0,84	1,50
	700	827,98	30,12	827,10	28,68	0,87	1,44
	750	771,16	30,02	770,22	28,65	0,94	1,37
	800	714,34	29,92	713,36	28,62	0,98	1,30

P (psi)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	850	657,56	29,81	656,52	28,58	1,03	1,23
	900	600,79	29,70	599,71	28,55	1,08	1,15
	950	544,05	29,59	542,92	28,52	1,13	1,07
	1000	487,32	29,47	486,15	28,49	1,17	0,98
	1050	430,63	29,35	429,41	28,46	1,22	0,89
	1100	373,95	29,22	372,69	28,43	1,26	0,79
MEAN SQUARE ERROR						0,67	1,50
ROOT MEAN SQUARE ERROR						0,82	1,23
<b>ERROR</b>						<b>0,09</b>	<b>4,05</b>

**Tabel C.6** Pressure dan temperatur gradien Air rata-rata pada sumur produksi dengan inlet laju aliran massa 0,3 kg/s, tekanan 1071 psi, dan temperatur injeksi bervariasi.

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
25	0	1496,70	31,00	1496,66	29,12	0,04	1,88
	50	1439,62	30,97	1439,50	29,09	0,12	1,88
	100	1382,53	30,93	1382,36	29,06	0,17	1,87
	150	1325,49	30,88	1325,25	29,02	0,24	1,86
	200	1268,48	30,84	1268,16	28,99	0,32	1,84
	250	1211,46	30,78	1211,10	28,96	0,36	1,82
	300	1154,49	30,73	1154,06	28,93	0,43	1,80
	350	1097,51	30,67	1097,04	28,90	0,47	1,77
	400	1040,59	30,60	1040,04	28,87	0,55	1,73
	450	983,66	30,53	983,07	28,84	0,58	1,69
	500	926,78	30,45	926,13	28,80	0,65	1,65
	550	869,93	30,37	869,20	28,77	0,72	1,60
	600	813,06	30,29	812,30	28,74	0,76	1,55
	650	756,25	30,20	755,43	28,71	0,83	1,49
	700	699,43	30,11	698,57	28,68	0,86	1,43

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	750	642,67	30,01	641,74	28,65	0,93	1,36
	800	585,91	29,91	584,94	28,62	0,98	1,29
	850	529,18	29,80	528,16	28,59	1,03	1,21
	900	472,47	29,69	471,40	28,56	1,08	1,13
	950	415,79	29,57	414,66	28,53	1,13	1,05
	1000	359,12	29,45	357,95	28,50	1,17	0,96
	1050	302,48	29,33	301,26	28,46	1,22	0,86
	1100	245,87	29,20	244,60	28,43	1,27	0,77
26	0	1512,70	31,00	1512,70	29,42	0,00	1,58
	50	1455,61	30,97	1455,54	29,39	0,07	1,58
	100	1398,52	30,93	1398,40	29,36	0,11	1,57
	150	1341,48	30,89	1341,29	29,32	0,18	1,56
	200	1284,46	30,84	1284,20	29,29	0,25	1,55
	250	1227,43	30,79	1227,14	29,26	0,29	1,53
	300	1170,45	30,73	1170,10	29,23	0,35	1,50
	350	1113,47	30,67	1113,08	29,20	0,39	1,47
	400	1056,54	30,60	1056,09	29,17	0,45	1,44
	450	999,60	30,53	999,12	29,13	0,48	1,40
	500	942,71	30,45	942,17	29,10	0,55	1,35
	550	885,85	30,37	885,24	29,07	0,61	1,30
	600	828,98	30,29	828,35	29,04	0,64	1,25
	650	772,17	30,20	771,47	29,01	0,70	1,19
	700	715,34	30,11	714,62	28,98	0,72	1,13
	750	658,57	30,01	657,79	28,95	0,78	1,06
	800	601,80	29,91	600,98	28,91	0,82	0,99
	850	545,07	29,80	544,20	28,88	0,87	0,92
	900	488,35	29,69	487,44	28,85	0,91	0,84
	950	431,66	29,58	430,70	28,82	0,95	0,76
	1000	374,99	29,46	373,99	28,79	0,99	0,67
	1050	318,34	29,33	317,30	28,76	1,03	0,57
	1100	261,72	29,21	260,64	28,73	1,08	0,48
27	0	1528,50	31,00	1528,54	29,72	0,04	1,28
	50	1471,41	30,97	1471,38	29,68	0,02	1,28

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	100	1414,30	30,93	1414,25	29,65	0,06	1,28
	150	1357,26	30,89	1357,14	29,62	0,12	1,27
	200	1300,23	30,84	1300,05	29,59	0,18	1,25
	250	1243,19	30,79	1242,98	29,55	0,21	1,23
	300	1186,21	30,73	1185,94	29,52	0,27	1,21
	350	1129,22	30,67	1128,93	29,49	0,29	1,18
	400	1072,29	30,60	1071,93	29,46	0,35	1,14
	450	1015,34	30,53	1014,96	29,43	0,38	1,10
	500	958,45	30,45	958,01	29,40	0,43	1,06
	550	901,58	30,38	901,09	29,36	0,49	1,01
	600	844,70	30,29	844,19	29,33	0,51	0,96
	650	787,88	30,20	787,32	29,30	0,56	0,90
	700	731,05	30,11	730,46	29,27	0,58	0,84
	750	674,27	30,01	673,63	29,24	0,64	0,77
	800	617,50	29,91	616,83	29,21	0,67	0,70
	850	560,75	29,80	560,05	29,17	0,71	0,63
	900	504,03	29,69	503,29	29,14	0,74	0,55
	950	447,33	29,58	446,55	29,11	0,78	0,47
	1000	390,65	29,46	389,84	29,08	0,81	0,38
	1050	334,00	29,34	333,15	29,05	0,84	0,29
	1100	277,37	29,21	276,49	29,02	0,88	0,19
28	0	1544,20	31,00	1544,19	30,01	0,01	0,99
	50	1487,10	30,97	1487,03	29,97	0,07	0,99
	100	1429,99	30,93	1429,90	29,94	0,09	0,99
	150	1372,94	30,89	1372,79	29,91	0,15	0,98
	200	1315,91	30,84	1315,70	29,88	0,21	0,96
	250	1258,86	30,79	1258,64	29,85	0,23	0,94
	300	1201,87	30,73	1201,59	29,81	0,28	0,92
	350	1144,88	30,67	1144,58	29,78	0,30	0,89
	400	1087,93	30,60	1087,58	29,75	0,35	0,85
	450	1030,98	30,53	1030,61	29,72	0,37	0,81
	500	974,08	30,46	973,67	29,68	0,42	0,77
	550	917,21	30,38	916,74	29,65	0,46	0,72

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	600	860,32	30,29	859,85	29,62	0,48	0,67
	650	803,49	30,20	802,97	29,59	0,53	0,62
	700	746,65	30,11	746,12	29,56	0,54	0,55
	750	689,87	30,01	689,29	29,52	0,58	0,49
	800	633,09	29,91	632,48	29,49	0,61	0,42
	850	576,34	29,80	575,70	29,46	0,64	0,34
	900	519,61	29,69	518,94	29,43	0,67	0,27
	950	462,90	29,58	462,21	29,40	0,70	0,18
	1000	406,22	29,46	405,50	29,36	0,72	0,10
	1050	349,56	29,34	348,81	29,33	0,75	0,00
	1100	292,92	29,21	292,14	29,30	0,77	0,09
29	0	1559,70	31,00	1559,65	30,30	0,05	0,70
	50	1502,60	30,97	1502,49	30,26	0,10	0,70
	100	1445,48	30,93	1445,36	30,23	0,12	0,70
	150	1388,42	30,89	1388,25	30,20	0,17	0,69
	200	1331,38	30,84	1331,16	30,16	0,22	0,67
	250	1274,33	30,79	1274,10	30,13	0,23	0,65
	300	1217,34	30,73	1217,05	30,10	0,28	0,63
	350	1160,33	30,67	1160,04	30,07	0,29	0,60
	400	1103,38	30,60	1103,04	30,03	0,34	0,57
	450	1046,42	30,53	1046,07	30,00	0,35	0,53
	500	989,52	30,46	989,13	29,97	0,39	0,49
	550	932,64	30,38	932,21	29,94	0,43	0,44
	600	875,75	30,29	875,31	29,90	0,44	0,39
	650	818,91	30,20	818,43	29,87	0,48	0,33
	700	762,06	30,11	761,58	29,84	0,48	0,27
	750	705,27	30,01	704,75	29,81	0,52	0,21
	800	648,49	29,91	647,94	29,77	0,54	0,14
	850	591,73	29,81	591,16	29,74	0,57	0,06
	900	534,99	29,70	534,40	29,71	0,59	0,01
	950	478,28	29,58	477,67	29,68	0,61	0,10
	1000	421,59	29,46	420,96	29,65	0,63	0,18
	1050	364,92	29,34	364,27	29,61	0,65	0,28

T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	1100	308,27	29,21	307,61	29,58	0,67	0,37
30	0	1574,90	31,00	1574,92	30,58	0,02	0,42
	50	1517,79	30,97	1517,76	30,55	0,03	0,42
	100	1460,67	30,93	1460,63	30,51	0,04	0,42
	150	1403,60	30,89	1403,52	30,48	0,08	0,41
	200	1346,56	30,84	1346,43	30,45	0,13	0,39
	250	1289,50	30,79	1289,36	30,41	0,13	0,37
	300	1232,50	30,73	1232,32	30,38	0,18	0,35
	350	1175,49	30,67	1175,31	30,35	0,18	0,32
	400	1118,53	30,60	1118,31	30,31	0,22	0,29
	450	1061,57	30,53	1061,34	30,28	0,22	0,25
	500	1004,66	30,46	1004,40	30,25	0,26	0,21
	550	947,77	30,38	947,48	30,22	0,29	0,16
	600	890,87	30,29	890,58	30,18	0,29	0,11
	650	834,03	30,21	833,70	30,15	0,33	0,05
	700	777,17	30,11	776,85	30,12	0,33	0,01
	750	720,38	30,02	720,02	30,09	0,36	0,07
	800	663,59	29,91	663,22	30,05	0,37	0,14
	850	606,82	29,81	606,43	30,02	0,39	0,21
	900	550,08	29,70	549,68	29,99	0,40	0,29
	950	493,36	29,58	492,94	29,96	0,42	0,37
	1000	436,66	29,46	436,23	29,92	0,43	0,46
	1050	379,98	29,34	379,54	29,89	0,44	0,55
	1100	323,33	29,21	322,88	29,86	0,45	0,65
31	0	1590,00	31,00	1590,00	30,86	0,00	0,14
	50	1532,88	30,97	1532,84	30,82	0,04	0,14
	100	1475,75	30,93	1475,70	30,79	0,05	0,14
	150	1418,68	30,89	1418,59	30,76	0,09	0,13
	200	1361,63	30,84	1361,51	30,72	0,12	0,11
	250	1304,57	30,79	1304,44	30,69	0,12	0,10
	300	1247,56	30,73	1247,40	30,66	0,16	0,07
	350	1190,54	30,67	1190,39	30,62	0,16	0,05
	400	1133,58	30,60	1133,39	30,59	0,19	0,01



T (C)	Deep (m)	Pipesim		Persamaan Model Beggs-Brill		Error P (%)	Error T (%)
		Pout (psi)	Tout (C)	Pout (psi)	Tout (C)		
	450	1076,61	30,53	1076,42	30,56	0,19	0,02
	500	1019,69	30,46	1019,48	30,52	0,22	0,07
	550	962,80	30,38	962,56	30,49	0,24	0,11
	600	905,90	30,30	905,66	30,46	0,24	0,16
	650	849,05	30,21	848,78	30,43	0,26	0,22
	700	792,19	30,11	791,93	30,39	0,26	0,28
	750	735,38	30,02	735,10	30,36	0,28	0,34
	800	678,58	29,92	678,30	30,33	0,29	0,41
	850	621,81	29,81	621,51	30,29	0,30	0,48
	900	565,06	29,70	564,76	30,26	0,31	0,56
	950	508,34	29,58	508,02	30,23	0,31	0,64
	1000	451,63	29,47	451,31	30,20	0,32	0,73
	1050	394,95	29,34	394,62	30,16	0,32	0,82
	1100	338,29	29,22	337,96	30,13	0,33	0,92
MEAN SQUARE ERROR						0,43	0,75
ROOT MEAN SQUARE ERROR						0,65	0,86
<b>ERROR</b>						<b>0,07</b>	<b>2,86</b>
<b>AVERAGE ERROR INJECTION WELL AIR</b>						<b>0,08</b>	<b>3,62</b>



## BIODATA PENULIS



Nama lengkap penulis adalah Nurfadilah, lahir di kota Bangkalan pada tanggal 6 Maret 1995 dari ayah bernama Sumarsono dan ibu bernama Siti Mutmainnah. Penulis merupakan anak pertama dari empat bersaudara. Pada tahun 2007 penulis menyelesaikan pendidikan SD di SD Negeri Kraton II Bangkalan, pada tahun 2010 menyelesaikan pendidikan SMP di SMP Negeri 2 Bangkalan, pada tahun 2013 menyelesaikan pendidikan di SMA Negeri 1 Bangkalan. Pada tahun yang sama, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Departemen Teknik Fisika program Diploma Jurusan Metrologi dan Instrumentasi ITS. Hingga tahun ketiga, penulis telah aktif dalam beberapa organisasi, kepanitiaan, dan asisten laboratorium Workshop Instrumentasi. Setelah lulus dari program diploma tahun 2016, penulis meneruskan studi lintas jalur S1 Teknik Fisika. Dan pada bulan Juli 2018 penulis telah menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **Optimisasi Peningkatan Produksi Minyak Pada *Water Alternating Gas (WAG) Flooding Enhanced Oil Recovery***. Bagi pembaca yang memiliki kritik, saran atau ingin berdiskusi lebih lanjut mengenai tugas akhir ini, maka dapat menghubungi penulis melalui *email* : [nf.nurfadilah95@gmail.com](mailto:nf.nurfadilah95@gmail.com)